National Energy Board

Natural Gas Market Assessment

October 1988

89-01266/

© Minister of Supply and Services Canada 1988

Cat. No. NE 23-27/1988 E
ISBN 0-662-16600-0

This report is published separately
in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Foreword

In a decision dated July 1987, the National Energy Board adopted a "Market-Based Procedure" to ensure that natural gas licensed for export is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements. As part of this new procedure, the Board is committed to monitoring the Canadian natural gas market to be alert to any difficulties for Canadians in adjusting to changes in natural gas supply and demand.

The Board stated that it would continue to issue it's biennial report on the long term prospects for Canadian energy supply and demand. In addition, it would also periodically report on the current functioning of the natural gas market, including the short term prospects for the supply of and demand for Canadian natural gas.

This initial short term report, titled Natural Gas Market Assessment, has two broad objectives. First, it provides a review of the functioning of the Canadian natural gas market and an assessment of the market's performance in satisfying Canadian needs since the introduction of freely negotiated prices. Second, it provides an assessment of the short term outlook for the supply of and demand for Canadian natural gas, including an assessment of available pipeline capacity.

This report differs from the Board's biennial study, Canadian Energy Supply and Demand, in that it focuses entirely and in greater detail on natural gas, and provides a near-term analysis instead of a long-term projection.

An "executive summary" is not provided with this report. For those who desire a quick summary, we suggest reading the Introduction (Chapter 1) and the Conclusion (Chapter 6). Additional summary detail may be obtained by reading the summary assessments at the end of chapters 3, 4 and 5.

This report was prepared by Board staff. All interpretations, conclusions and forecasts are those of Board staff and are made without prejudice to future Board decisions on export and facilities applications or any other matters that may come before the Board.

Table of Contents

Chapter 1
Introduction..... 1

Chapter 2
Background to the 1985 Natural Gas Agreement.....3

Chapter 3
The Structure and Functioning of the Canadian Natural Gas Market..... 11

Chapter 4
Canadian Gas Supply, Demand and Prices:
Short-Term Assessment..... 36

Chapter 5
Pipeline Capacity for Domestic and Export Markets.....55

Chapter 6
Summary and Conclusions..... 64

Appendix A
Regulation of the Canadian Natural Gas Industry..... 67

Appendix B
Major U.S. Pipelines Providing Open Access Transportation..... 73

Appendix C
Glossary of Terms..... 74

Appendix D
Additional Footnotes to Figures..... 78

List of Figures

		Page
2.1	Natural Gas Disposition 1987 (map)	4
2.2	Growth in Gas Demand - Canada and United States	6
2.3	Natural Gas Share of Total Primary Energy Demand Canada and United States	7
2.4	Combined Canada and United States Productive Capacity and Demand	8
3.1	Alberta Field Prices WGML System Gas Sales and Direct Sales	12
3.2	Direct Sales and Buy/Sells	14
3.3	Average Domestic and Export Prices - Alberta Border	32
3.4	Average Domestic and Export Prices - British Columbia Border	33
4.1	Productive Capacity and Demand - Canada	36
4.2	Productive Capacity and Demand - United States	37
4.3	Natural Gas Demand in Canada Consumption by Sector and Region (1987)	38
4.4	Natural Gas Demand in Canada Recent Performance and Short-term Outlook (1985-1989)	40
4.5	Export Volumes vs Average Export Border Price and Average U.S. Wellhead Price	42
4.6	Total Export Revenue 1978/79 - 1987/88	43
4.7	Structure of Export Sales	44
4.8	Structure of Export Arrangements	44
4.9	Natural Gas Exports by Region and Market	45
4.10	Canadian Export Flows to United States Regional Natural Gas Markets (map)	46
4.11	Natural Gas Remaining Reserves/Production Western Canada	49
4.12	Productive Capacity - Canada	50
4.13	Productive Capacity and Demand Alberta and East of Alberta	52
4.14	Productive Capacity and Demand British Columbia	52
4.15	Productive Capacity and Demand Peak Day	53
5.1	Major Gas Pipeline Systems (map)	56
5.2	Pipeline Capacity Utilization - Westcoast	57
5.3 a	Pipeline Capacity Utilization - Alberta Natural Gas	59
b	Pipeline Capacity Utilization - Foothills Eastern Leg	59
5.4 a	Pipeline Capacity Utilization - TCPL Western System	61
b	Pipeline Capacity Utilization - TCPL Central Section/Great Lakes	61

List of Tables

		Page
3.1	Short Term Firm Transportation Service on TCPL	11
3.2	Gas Reserves - Contracted and Uncontracted	15
3.3	Direct Sales in Intra-Provincial Markets	29
3.4	TCPL Domestic Gas Sales and Transportation Service Deliveries	30
4.1	Primary Demand for Natural Gas - Canada	41
4.2	Remaining Established Reserves of Marketable Natural Gas In Conventional Areas	48
4.3	Forecast of Productive Capacity and Demand	54
5.1	Pipeline Utilization During January and February	55
5.2	Canadian Gas Storage Capacity	62

Chapter 1

Introduction

On 31 October 1985, the governments of Canada, British Columbia, Alberta and Saskatchewan signed an Agreement on Natural Gas Markets and Prices with the intent of fostering the development of a market-oriented pricing regime in the domestic gas market. This was to be achieved by allowing gas consumers to enter directly into gas purchase contracts with producers at freely negotiated prices (direct sales). The Agreement also envisaged enhanced supply access for Canadian gas users and enhanced market access for Canadian gas producers, while at the same time ensuring that reasonably foreseeable Canadian gas requirements would be protected.

Since the implementation of the Agreement on 1 November 1985, the National Energy Board (the Board) has twice reviewed and modified its gas surplus determination procedures. In its most recent decision, the Board noted that current energy policy was based on the premise that the marketplace should determine the supply, demand and price of natural gas. In these circumstances, the Board decided that its surplus determination procedures should be consistent with market-determined pricing.

Accordingly, the Board abandoned a formula approach and decided to license long term volumes of natural gas exports from Canada through a combined export hearing and monitoring process. This process is termed the "market-based procedure".

There are three components to the public hearings part of the market-based procedure:[1]

1) Complaints Procedure - the Board will consider complaints that Canadian users cannot obtain additional supplies of gas on terms and conditions, including price, similar to those in the export proposal. If the Board finds merit in a complaint it can either deny the application or defer issuing a final decision until an opportunity has been given for the situation to be rectified.

2) Export Impact Assessment - the Board will require applicants for export licences to file an impact assessment which will aid the Board in determining whether a proposed export would be likely to cause Canadians difficulty in meeting their energy requirements at fair market prices.

3) Public Interest Determination - the Board will continue, as required by Section 83 of the NEB Act, to have regard to all other factors it considers relevant in determining whether proposed exports are in the national public interest.[2]

The monitoring process consists of two parts. First, Board staff will continue to publish, about every two years, a supply and demand report which will examine the long term outlook for Canadian energy needs and supplies. This report will provide both the Board and the public with a reference viewpoint on the long term prospects for Canadian gas supply, demand and prices.[3]

---

1. For a detailed description of the Board's current surplus determination procedures, see Chapter Four of the Reasons for Decision in the Matter of Review of Natural Gas Surplus Determination Procedures, July 1987.
2. Adapted from NEB Press Release, "NEB Adopts New Natural Gas Surplus Determination Procedure", 9 September 1987.
3. The Board's most recent long term supply/demand assessment was released on 7 December 1988.

Second, from time to time Board staff will publish a short term assessment of the Canadian natural gas market. This is the first of these reports.

This initial report has three purposes.

1) One is to provide an assessment of the structure and functioning of the Canadian natural gas market since the introduction of market sensitive pricing. In abandoning a formula approach to its surplus determination procedures, the Board determined that Canadians should be able to satisfy their gas needs through private contractual arrangements. However, given that Canada had had virtually no experience with direct sales in the natural gas market, some concern had been voiced about the adequacy of market arrangements to protect Canadian needs. Therefore, the Board judged it appropriate that it monitor the functioning of the market and periodically report upon its findings.

2) A second purpose is to provide a description of the commercial and regulatory arrangements which currently govern the terms and conditions on which natural gas moves from the wellhead to the consumer. The changes in the industry over the last three years have been sufficiently profound to merit such an overview at this time.

3) The third purpose of this report is to provide a short term outlook for the domestic supply, demand and price of natural gas. This outlook should provide readers with a reference viewpoint as to likely near term market developments.

Organization of Report

Chapter 2 provides a brief review of the historical background that led to the implementation of the 1985 Gas Agreement. Readers familiar with this background may wish to proceed directly to Chapter 3.

Chapter 3 addresses the first two objectives of the report. It provides a review of the structure and functioning of the Canadian natural gas market, focussing on the last two years, the period during which direct sales of gas have become more generally available. The approach taken is to review the functioning of the market from the wellhead to the burner tip. The chapter concludes with an assessment of the functioning of the Canadian domestic market.

Chapters 4 and 5 address the third objective of this report. Chapter 4 provides both a review and a short term outlook for natural gas supply, demand and prices in the Canadian market. The approach taken is to separately examine domestic and export gas demand, followed by an assessment of productive capacity. The chapter concludes with an assessment of the outlook for the supply/demand balance in the domestic market in 1989.

Chapter 5 provides an assessment of available pipeline capacity against forecast throughputs for 1989.

The report's key findings are summarized in Chapter 6.

In addition, Appendix A provides a summary of the current status of the regulation of natural gas in Canada

Chapter 2

Background to the 1985 Natural Gas Agreement

Most of the natural gas consumed in Canada is produced in the three western provinces of British Columbia, Alberta and Saskatchewan. British Columbia's gas production is gathered and transported to both provincial and export customers through the facilities of Westcoast Energy Inc. (Westcoast).[1] Alberta's gas is gathered and transported to provincial, interprovincial and export customers on the system of Nova, an Alberta Corporation (NOVA). Saskatchewan's production is gathered and transported to provincial, interprovincial and export customers through the facilities of TransGas Corporation (TransGas).[2] Alberta and Saskatchewan gas is transported to both eastern Canadian and export markets through the facilities of the TransCanada PipeLines Limited (TCPL) system. British Columbia's gas fields are not yet connected to the NOVA system and production from these fields cannot be delivered to eastern Canada via the TCPL system.[3] A few direct sales of British Columbia gas have been made to eastern Canadian markets through exchange arrangements with shippers of Alberta gas.

About two-thirds of Canadian gas production serves domestic markets, and about one-third is exported to the United States. Figure 2.1 illustrates the flows of Canadian natural gas in 1987.

From the time it commenced operations in 1958 until 1 November 1985, TCPL was essentially the sole purchaser and carrier of gas to Canadian markets east of Alberta.[4] TCPL bought gas from Alberta producers under long term gas contracts and then resold it to local distribution companies in Saskatchewan, Manitoba, Ontario and Quebec under long term sales contracts.

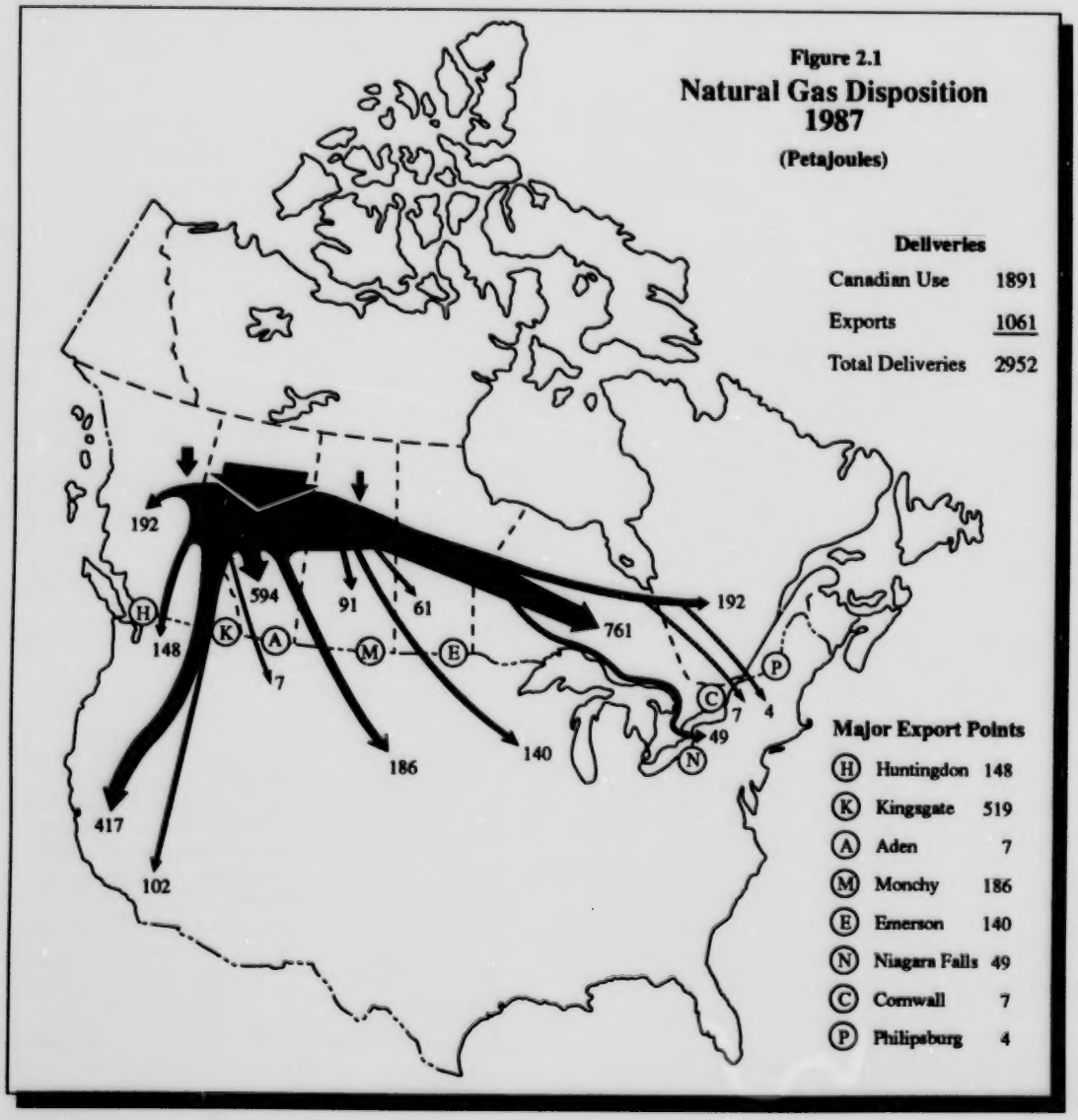
The arrangements under which TCPL operated as a gas sales pipeline made eminent sense in the 1960s and early 1970s. Producers concentrated on exploring for natural gas and developing processing and gathering facilities. Distribution companies in eastern Canada concentrated on developing their systems and marketing natural gas to end-users and did not have to worry about contracting for gas supplies from a multitude of producers.

The oil crisis of 1973 led to an approximate fourfold increase in the world price of crude oil. This resulted in upward pressure on the prices of all energy sources, including natural gas. Prior to this time, the price for natural gas in interprovincial trade had been determined by negotiation between producers and TCPL. However, the rapid escalation in energy prices led to government involvement in natural gas pricing in Canada.

The federal government of the day opted for a policy of protecting Canadian oil consumers from the full brunt of the increases in world prices. At the same time, the Alberta government and Alberta natural gas producers wished to obtain prices comparable to those of competing fuels, including prices available in the U.S. gas market. The outcome of nego-

1. Formerly Westcoast Transmission Company Ltd.
2. The Saskatchewan Power Corporation (SPC), a provincial crown corporation, was previously responsible for the transmission and distribution of both electricity and gas within the province of Saskatchewan. On 1 June 1988, the Saskatchewan government formed a new crown corporation, SaskEnergy Corporation, to take over sole responsibility for natural gas transmission and distribution in Saskatchewan through its two wholly-owned subsidiairies, TransGas Corporation and Provincial Gas Ltd.
3. Plans exist to connect British Columbia's northeast gas fields with the NOVA system in the near future.
4. Exceptions were some direct sales to Gaz Métropolitain, inc. in Quebec and to Simplot Chemical Company in Manitoba.

This figure illustrates the major flows of Canadian Gas from sources of supply to markets.



tiations between the two governments culminated in the first Canada/Alberta Gas Pricing Agreement, effective 1 November 1975. From 1975 to 1985, the price of Alberta natural gas sold in interprovincial trade was regulated by the federal government under the Petroleum Administration Act (later renamed the Energy Administration Act) at levels agreed to between the governments of Canada and Alberta. The prices for natural gas produced and consumed within the producing provinces were determined by the provincial governments.

Following the 1973 oil crisis, there was widespread concern in both Canada and the United States about the long term adequacy of energy supplies. Gas distribution companies encouraged pipelines to contract for secure supplies of natural gas and many pipelines, including TCPL, actively entered into new long term supply contracts with their producers. To encourage producers to find more reserves, most of these contracts contained generous take-or-pay clauses under which the pipeline companies agreed to take certain minimum annual volumes of gas from the producers and to pay for any gas not taken below these minimum levels.[1] In Canada, minimum bill and take-or-pay clauses in the sales contracts between TCPL and the distributors were removed in 1976 following a decision by the Board which shifted all fixed pipeline costs into TCPL's demand charges. Thereafter, the distribution companies were not obligated to pay for minimum volumes under these contracts.

High regulated prices and guaranteed sales revenue from take-or-pay contracts combined to provide an incentive to both Canadian and U.S. producers to increase their exploration efforts. In Canada, this led to large increases in proven gas reserves by the end of the 1970s. In the United States, the effect was to halt the decline in remaining established gas reserves in the lower 48 states that had been occurring since the late 1960s. The U.S. Natural Gas Policy Act (NGPA) of 1978, which first increased and then decontrolled the prices of "new" gas, further encouraged exploration in the United States.

The Iranian oil crisis of January 1980 led to another large increase in energy prices, again stimulating exploration efforts. Consequently, natural gas supply continued to grow rapidly in Canada while reserves increased slightly in the United States.

By the early 1980s, the consuming sector of the natural gas industry in North America was undergoing a profound change. Due to high energy prices, many energy-intensive industries adopted strategies to minimize their fuel consumption costs including, for example, the installation of fuel-switching capability and more fuel-efficient production facilities. In the United States, the Fuel Use Act (1978) also prevented gas from being used for industrial boiler fuel and prohibited the construction of new gas-fired electricity generation capacity. These developments, combined with the economic recession of 1982, led to a large decrease in U.S. gas demand and, in Canada, to a slowing of growth in domestic gas demand.[2]

1. TCPL also signed a number of area contracts with its producers which committed TCPL to take certain minimum volumes of all gas found by the producers within the contract area.
2. Canadian gas exports to the United States fell during this period. While this was due in part to falling gas demand in the United States, the regulated price for Canadian gas exports, which was high relative to both the average cost of U.S. domestic gas and the cost of alternative fuels, was an important factor.

Comparison of Demand Growth
Canada vs. U.S.

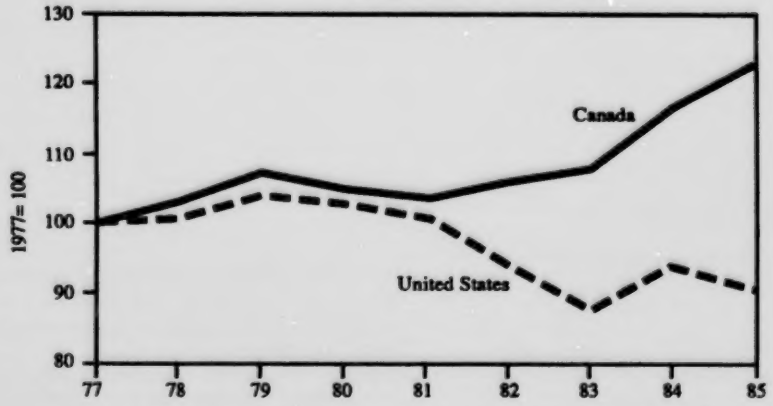
During the period 1977 to 1985, the demand for natural gas in Canada and the U.S. experienced markedly different growth patterns. The demand for gas in Canada grew by 20 percent while U.S. domestic demand fell by 14 percent (Figure 2.2). Since U.S. gas consumption was over 10 times greater than Canadian gas consumption in 1977, the overall effect was a decline in combined U.S.-Canadian gas demand of about 11 percent over this period.

There were several reasons for the relatively weak demand for natural gas in the U.S.

- *Total energy consumed per dollar of GNP in the U.S. declined by 23 percent since 1977.*
- *Gas was prevented from participating in the growth in demand for electrical generation by the U.S. Fuel Use Act of 1978 which effectively prohibited the construction of new gas-fired plant.*
- *During the early 1980s gas lost market share due to a lack of flexibility in pricing and other sales terms. The reluctance of pipelines to open up their systems to third parties further frustrated the gas marketing process.*

Figure 2.2

Growth in Gas Demand*
Canada and United States



* U.S. data from Department of Energy EIA Report 0130 Natural Gas Monthly.

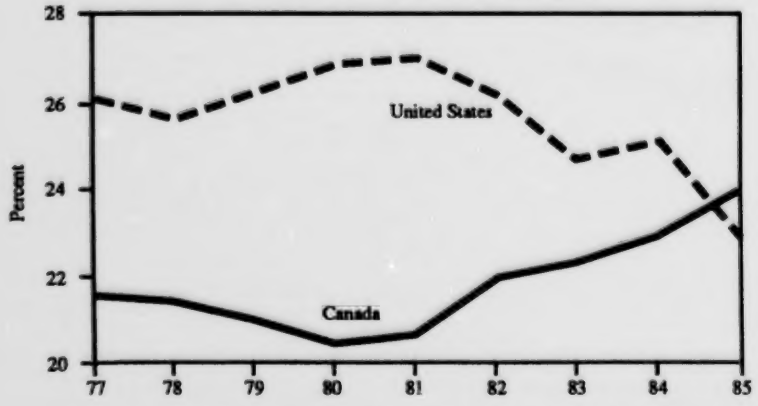
In contrast, government policy in Canada encouraged the consumption of natural gas, particularly as an alternative to imported oil.

- *Prices for gas flowing east of Alberta were held to levels which made it an attractive alternative to oil.*
- *Programs were put in place to encourage households and businesses to switch from oil to gas, electricity or other energy forms.*
- *Financial assistance was given to utilities to encourage expansion into new market areas and to the Trans-Quebec and Maritimes Pipeline Ltd. to extend natural gas service from Montreal to Quebec City.*

The effect was to increase the natural gas share of total energy consumption in Canada from 22 percent in 1977 to 24 percent in 1985 while it fell from 26 percent to 23 percent in the United States (Figure 2.3).

Figure 2.3

Natural Gas Share of Total Primary Energy Demand* Canada and United States



* U.S. data from Department of Energy EIA Report 0130 Natural Gas Monthly.

The combination of falling overall demand and increasing supply led to the emergence of a large excess of productive capability above aggregate demand in the North American gas market, more commonly referred to as the "gas bubble" (Figure 2.4).

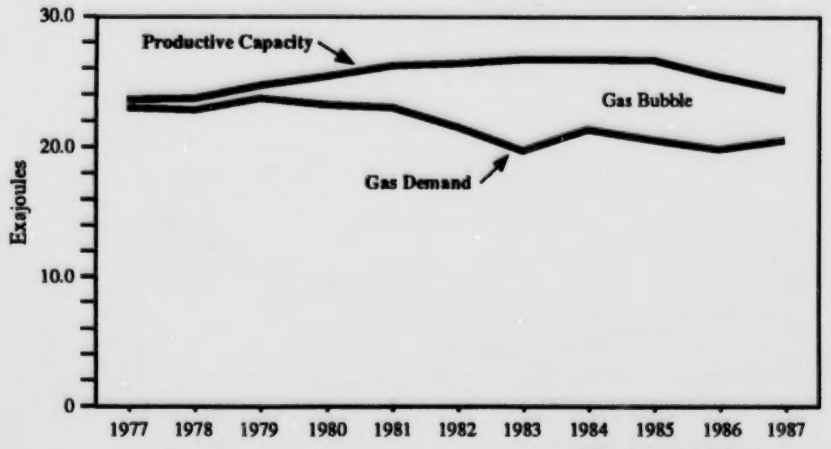
With falling gas demand, many North American pipeline companies found themselves owing enormous sums for gas that they were contractually obligated to purchase but could not sell. For example, by the end of October 1981, TCPL had paid approximately $1 billion to producers for gas it could not sell. Given the poor outlook for demand, most pipeline companies were forced to attempt to extricate themselves from their take-or-pay obligations.

In the United States, most pipeline companies sought to buy out their contractual obligations with their producers. Under such an arrangement, a producer would accept a cash settlement in return for releasing the pipeline company from its take-or-pay obligations. The pipeline company would release the producer from its obligation to deliver gas to the pipeline and the producer would be free to attempt to market its gas. The pipeline company would then apply to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) to allow it to include the costs of the buy-out in its cost of service.

Producers, however, were generally reluctant to release pipelines from their take-or-pay commitments, partly because they had little

Figure 2.4

Combined Canada and United States Productive Capacity and Demand*



* See Appendix D for footnotes.

opportunity to market their gas directly. Most pipeline companies in the United States were not contract carriers and would not willingly carry gas for third parties, particularly if it would displace their own sales.

In Canada, rather than attempting to negotiate the release of its producers' gas, TCPL and its producers opted for an arrangement known as the TOPGAS agreements. This involved two financial agreements between TCPL, its producers and TOPGAS Holdings Ltd. and TOPGAS Two Inc., two consortia of banks and financial institutions. Under these agreements, entered into in 1982 and 1983, the TOPGAS consortia assumed TCPL's outstanding gas payment liabilities and advanced $2.3 billion to the producers. In return, the producers agreed to reduce TCPL's future take-or-pay liabilities.[1]

TCPL's producers are obligated to deliver gas to cover the principal and interest owing on the TOPGAS advances. The principal payments are recovered out of the revenues from the gas sales of each producer's production over the first five months of each gas year. The interest payments are collected by TCPL through a charge on the producers in TCPL's Alberta cost of service. Thus, TCPL essentially acts as a collection agency in the arrangement. However, TCPL has an unlimited liability to the TOPGAS consortia in the event that producers default on payment of the TOPGAS carrying charges and it is also liable for up to $355 million in the event that producers default on repayments of the principal.

Although the TOPGAS agreements alleviated TCPL's take-or-pay problem, TCPL and its producers still faced the underlying problem of a large surplus of gas productive capability. Many producers in both Canada and the United States had incurred large debts in financing the exploration and development of new reserves and were anxious to see changes that would allow them to market this gas. Canadian producers particularly desired improved access to the U.S. export market. Meanwhile, increasingly sophisticated end-users in the industrial sector with fuel switching capability were demanding more flexible supply arrangements, including services such as off-peak cut-rate interruptible transportation service. However, most gas suppliers were unable to respond to these demands due to the regulated structure of prices, inability to obtain access to pipeline capacity, and the existence of long term gas purchase and gas sales contracts.

Governments and regulatory agencies in both Canada and the United States recognized the need to introduce flexibility into the market to better satisfy end-user needs and to provide incentives to the supply industry.

In Canada, the Western Accord of 29 March 1985 between the federal government and the three western producing provinces recognized that a *"more flexible and market-oriented pricing mechanism is required for the domestic pricing of natural gas."*[2] The Accord was followed by the Agreement on Natural Gas Markets and Prices on 31 October 1985. The intent of this Agreement was to *"create the conditions for such a regime, including an orderly transi-*

1. TCPL's take-or-pay obligations were suspended for a two-year period until 31 October, 1988 following the netback pricing agreements negotiated between Western Gas Marketing Limited and its producers in October 1986. TCPL and its producers are currently renegotiating TCPL's take-or-pay commitments.
2. The Western Accord, An Agreement between the Governments of Canada, Alberta, Saskatchewan and British Columbia on Oil and Gas Pricing and Taxation, page 3.

tion which is fair to consumers and producers and which will enhance the possibilities for price and other terms to be freely negotiated between buyers and sellers."[1]

As of 1 November 1985, consumers could contract with producers for direct sales at negotiated prices for new gas supplies or as their existing contracts expired. Distributors could also enter into direct purchase arrangements at negotiated prices for volumes which were additional to those committed under existing contracts. It was expected that, after a one-year transition period, producers and distributors could renegotiate prices in existing contracts to take effect in the 1986/87 contract year. Since 1 November 1986, the price of gas in interprovincial trade has been determined by negotiation between buyers and sellers.

The Agreement also provided for enhanced access to export markets, primarily by relaxing controls on export prices and by removing limitations on volumes of gas exportable on a short term basis.[2]

To many observers the Agreement represented a compromise between the interests of the producing provinces and the interests of the consuming provinces.[3] The producing provinces were provided with enhanced access to export markets while the consuming provinces would be provided with flexible supply options. There was a general perception that both gas producers and consumers would benefit from the increased market flexibility provided by the introduction of freely negotiated pricing and the direct sales option.[4]

In summary, the opening up of pipelines to direct sales came about largely in response to the underlying excess supply hanging over the market in the early 1980s. In these market circumstances, governments recognized that increased flexibility was necessary to ensure the long term health of the supply industry and to ensure that gas users would have access to competitively priced energy sources. In both Canada and the United States, these goals were determined to be best achieved through the introduction of competition into the marketplace and a shift in decision-making away from governments, regulatory agencies and pipeline companies towards individual producers and end-users.

---

1. Agreement Among the Governments of Canada, Alberta, British Columbia and Saskatchewan on Natural Gas Markets and Prices, Clause 1.
2. Remaining federal regulation over natural gas exports is reviewed in Appendix A.
3. Consuming provinces are the provinces of Manitoba, Ontario and Quebec, which purchase virtually all of their natural gas needs from western Canada.
4. While the Natural Gas Agreement was being implemented in Canada, in the United States the FERC was seeking to encourage interstate pipelines to adopt open access policies and thereby introduce direct sales to the entire United States market. Developments in the United States market over the last few years are further discussed in Section 4.2.

Chapter 3

The Structure and Functioning of the Canadian Natural Gas Market

The introduction of direct sales into the interprovincial gas market at freely negotiated prices has profoundly changed the way in which business is conducted in the market.

Prior to the implementation of the 1985 Gas Agreement, almost all interprovincially traded gas was sold under relatively few gas sales contracts between TCPL and the local distribution companies. Since 1 November 1985, there has been a dramatic increase in the number of direct sales and in the number of buyers and sellers active in the market (Table 3.1).

Table 3.1
Short Term Firm Transportation Service on TCPL*

	Dec. 31 1985	Dec. 31 1986	Dec. 31 1987	May 13 1988
No. of Contracts†	0	24	214	354
Total Volume (petajoules/year)	0	70	210	240

* Information provided by TCPL in Attachment 4, Schedule 7, Response to NEB Information Request dated June 1988, in the public hearing on TCPL's tolls application, RH-1-88.

† The data represent contracts between TCPL and shippers for firm transportation service on the TCPL system. Each contract represents a direct sale to an end-user but, in about two-thirds of the cases, the shipper was a distributor.

As discussed in Chapter 2, at the time the 1985 Gas Agreement was signed, there was a large surplus of gas productive capability above the level of demand at the regulated price. In these market circumstances, the introduction of direct sales into the interprovincial market at freely negotiated prices inevitably led to downward pressure on gas prices. The abrupt fall in world oil prices in the first quarter of 1986 resulted in intense competition for the industrial boiler fuel market from heavy fuel oil, putting further downward pressure on natural gas prices.

Since 1 November 1985 prices for Western Gas Marketing Limited's (WGML) gas sales to industrial end-users have declined by $1.00/GJ to $1.50/GJ due to intense price competition from direct sellers and falling oil prices.[1] However, prices of WGML's gas sold to distributors for eventual consumption by residential and small commercial end-users have only declined by $.60/GJ. As a result, although average field prices of WGML's gas sales have declined, these prices are still about $.40/GJ higher than average direct sales prices (Figure 3.1).

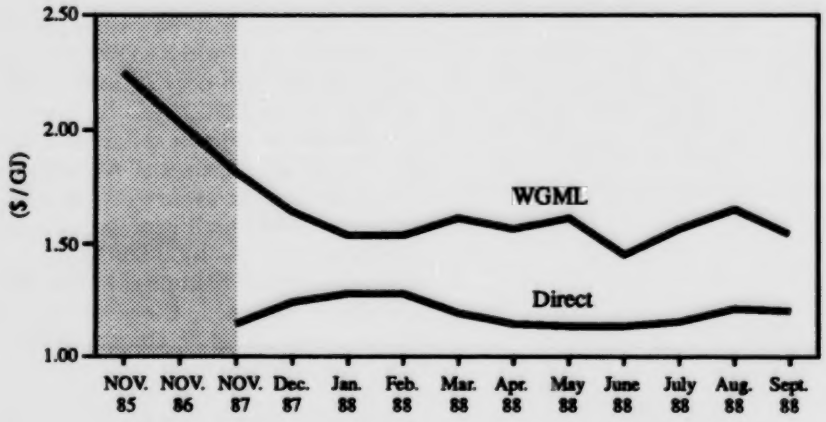
Together, Table 3.1 and Figure 3.1 summarize the essential elements of the events in the domestic natural gas market over the last three years. First, there has been a rapid increase in direct sales as end-users have sought out low cost supplies and producers have attempted to sell uncontracted gas reserves. Second, there has been a steep decline in natural gas prices due to excess productive capacity, to competition between gas sellers, and to the general fall in world energy prices.

Although the data portray recent market developments, they mask the difficulties that all market participants have shared in adjusting to the intricacies of conducting business in the new market environment.

1. On 1 January, 1986, TCPL formed WGML to act as its sole gas purchasing and marketing agent, thereby separating these functions from the gas transportation function of the parent company.

Figure 3.1

Alberta Field Prices
WGML System Gas Sales and Direct Sales*



* See Appendix D for footnotes.

The introduction of direct sales at freely negotiated prices has brought new flexibility to the market, but it has also resulted in the creation of a dynamic competitive environment, posing both new opportunities and new risks to all participants.

The purpose of this chapter is to provide a review and an assessment of the structure and functioning of the new domestic gas market. To do this, it is necessary to review the commercial arrangements and regulatory approvals which must be in place for gas to flow from a producer to an end-user.

Section 3.1 provides a brief review of the gas purchase options facing end-users in the new market. Section 3.2 considers the nature and status of gas purchase contracts with producers. Section 3.3 reviews the process of obtaining gas removal permits from the producing provinces and considers the effect of provincial royalty systems on direct sales. Section 3.4 reviews the process of obtaining the necessary transportation space on the provincial gathering systems, on TCPL, and on the local distribution companies. Section 3.5 provides a review of the empirical evidence on natural gas prices being charged to different end-users in Canadian markets and a comparison of prices charged for Canadian gas in Canadian and United States markets. Finally, Section 3.6 concludes the chapter with a summary assessment of the functioning of the domestic market.

3.1 Gas Purchase Options

Prior to the implementation of the 1985 Gas Agreement, most end-users simply purchased gas from their local distribution company at a fixed rate per unit of gas purchased. In most cases, the end-user would not have been aware of the separate charges for gas, for transportation on TCPL, for storage services or for delivery on the local distribution system. The introduction of direct sales into the market has created an array of purchasing options from which gas consumers may choose.

The distinguishing characteristic of a direct sale is that the pipeline company does not take ownership of the gas but, rather, provides transportation service (T-service) for the contracting parties. In a direct sale, the end-user enters into a gas purchase agreement with a producer or producer representative.[1] The shipper is the party who takes ownership of the gas at each point along the gas transportation chain. The shipper may be the producer, the end-user, a distribution company, a broker or an agent representing the end-user(s).

For example, an end-user might purchase gas from a producer in Alberta and, under the terms of the contract, take ownership of the gas immediately east of the Alberta border. In this case, the producer would be responsible for arranging transportation on NOVA and would be the shipper on the NOVA system. The end-user would be the shipper on the TCPL and local distribution systems.

One variation on the above arrangement is a "buy/sell" deal arranged between an end-user and a distributor. For example, an end-user may purchase gas from a producer in Alberta, resell the gas to a distribution company immediately east of the Alberta border and repurchase the gas from the distributor at the plant-gate.[2] The distributor is responsible for obtaining transportation service on the TCPL system and the distributor continues to provide storage and load-balancing services to the end-user, as it would under a traditional system gas purchase (Figure 3.2).[3]

System gas generally refers to gas owned and sold by pipeline companies, including WGML, the marketing arm of TCPL. An end-user may purchase system gas from its local distribution company under traditional purchase arrangements or it may purchase system gas directly from WGML.

Direct sales of system gas by WGML are currently known as system gas resales (SGRs).[4] In an SGR, an end-user purchases gas from

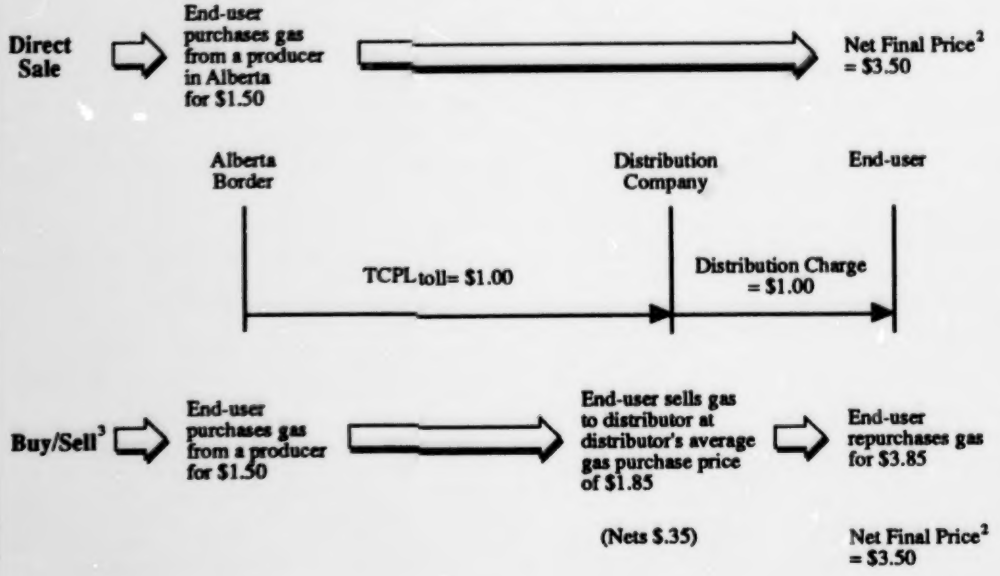
1. A sale will more normally involve a group of producers. For convenience the term "producer" is used to represent either a single producer or a producer group.
2. A buy/sell may also take place at the distributor's inlet from TCPL. In this case, the end-user, a producer or a broker would be the shipper on TCPL.
3. An industrial end-user's daily gas requirements can vary widely and it is difficult to match daily production to daily demand. Therefore, an end-user requires the distributor to store gas on days when the end-user's requirements are below average daily contracted volumes and to increase deliveries when the end-user's requirements are above average daily contracted volumes.
4. SGRs were introduced by WGML and TCPL on 1 January 1988 and replaced WGML's earlier competitive marketing programs (CMPs). WGML terminated its CMPs after the Ontario Energy Board (OEB) stated that, in its view, the pricing scheme under which CMPs were offered was unduly discriminatory. However, the main effect of the change was to remove the transaction from the jurisdiction of the OEB; in an SGR the gas is initially bought and resold within Alberta. There was no real change in the pricing scheme under which SGRs were offered.

WGML immediately east of the Alberta border at a "discounted" price. The end-user then resells the gas to TCPL at the Alberta border for the average cost of gas to the distributor. TCPL then sells the gas to the distributor for this average price plus TCPL's transmission charges and, finally, the end-user repurchases the gas from the distribu-

Figure 3.2

Direct Sales and Buy/Sells [1]

($ / GJ)



1 Prices and tolls are illustrative only.

2 Although the figure shows the net final price being equal for the illustrative direct sale and the illustrative buy/sell, actual prices in direct sales, buy/sells and SGRs depend upon the outcome of negotiations between the buyer and the seller.

3 The figure illustrates a buy/sell in which the end-user sells gas to the distributor at the distributor's inlet. In this case the end-user is the shipper on TCPL. In a second type of buy/sell, the end-user sells the gas to the distributor just inside the Alberta border and the distributor acts as the shipper on TCPL. In a system gas resale, an end-user purchases gas from WGML just inside the Alberta border at a negotiated price and immediately resells the gas to TCPL for the system average price. The end-user finally repurchases the gas from the distributor for the average system price plus the toll charges on TCPL and the distributor's system.

tor at its plant-gate.[1] As in a buy/sell arrangement, an SGR offers the advantages of the distributor providing storage, load-balancing, and back-stopping supply services to the end-user.

3.2 Gas Purchase Contracts

Traditionally, the major pipelines were responsible for contracting for sufficient gas supplies to satisfy the requirements of their downstream customers. In order to provide security for pipeline financing and to ensure a minimum guaranteed cashflow to the producer, gas purchase contracts were generally of a long term nature, typically 25 years. Consequently, most established economic gas reserves are dedicated to the major pipeline companies or their affiliates under long term gas supply contracts.

About 85 percent and 58 percent of the established reserves in Alberta and Saskatchewan respectively are dedicated to shippers under either long term or short term contracts (Table 3.2). In Alberta, WGML currently holds about 2500 long term gas purchase contracts with approximately 750 producers, accounting for about 33 percent of Alberta's current established gas reserves and 44 percent of current productive capacity. Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta) holds about 1200 long term supply contracts with 420 producers, accounting for about another 10 percent of Alberta's current established reserves and 14 percent of productive capacity. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. (A&S) has about 8 percent of Alberta's current reserves under long term contract accounting for another 10 percent of productive capacity. Thus, between them, WGML, Pan-Alberta and A&S have about 68 percent of the total current productive capacity of Alberta gas under long term contract.

Table 3.2
Gas Reserves
Contracted and Uncontracted
December 31, 1986[1]
(exajoules)

	Reserves Under Contract	Uncontracted Reserves	Total Reserves
Alberta	54.5[2]	9.4[3]	63.9
(%)	(85%)	(15%)	(100%)
B.C.	5.5	3.3[4]	8.8
(%)	(62%)	(38%)	(100%)
Saskatchewan	1.1	.8	1.9
(%)	(58%)	(42%)	(100%)
TOTAL	61.8[5]	13.5	75.3[5]
(%)	(82%)	(18%)	(100%)

1. Consider the following example. The end-user purchases gas from WGML at $1.50/GJ at the Alberta border and resells this gas to TCPL at the system average price, say, $1.85/GJ. TCPL sells the gas to the distributor for the system average price of $1.85/GJ, plus TCPL's transmission charge. Finally, the distributor sells the gas to the end-user for $1.85/GJ plus TCPL's transmission charge and distribution charges. The cost of the gas to the end-user, net of TCPL's transmission charges and distribution charges, is $1.85 - ($1.85-$1.50) = $1.50/GJ.

1. Latest data available at time of writing.
2. This also includes gas reserves that have been set aside for future use in enhanced oil recovery and other liquids recovery projects.
3. This includes about 2 exajoules which is currently beyond economic reach.
4. Some small amount of this gas is in fact under contract but, at the time of writing, the exact volumes were not available.
5. The total includes 0.7 exajoules from other areas in Canada, mainly from Ontario.

The remaining contracted volumes are dedicated to other shippers under both long and short term contracts. The end-use markets for this gas include intra-Alberta markets, interprovincial markets and export markets. As short term contracts expire, some contracted gas becomes "uncontracted" and it is therefore difficult to estimate exactly how much gas is available for new sales at any point in time.

In Saskatchewan, about 45 percent of established reserves are under contract to Provincial Gas Ltd. and are thus essentially reserved for provincial consumption. However, the government of Saskatchewan has been very supportive of extra-provincial sales of Saskatchewan gas since the implementation of the 1985 Gas Agreement. In February 1987 the Saskatchewan Power Corporation (SPC) renegotiated its producer contracts to provide for a 20 percent reduction in SPC's rates-of-take from provincial gas producers, thereby freeing this gas up for the direct sales market. Further, on 1 May 1988, the SPC sold approximately 830 petajoules of its own gas reserves to SaskOil Ltd.[1] Whereas these reserves were previously reserved for the SPC's own consumption, SaskOil is now free to market this gas in both intra-provincial and extra-provincial markets.

The situation in British Columbia is unique because, prior to 1984, all gas purchase contracts with B.C. producers were held by the British Columbia Petroleum Corporation (BCPC), a provincial crown corporation. In that year, the B.C. government first allowed direct sales to export customers and, in 1986, introduced direct sales within the province. In the last two years, direct sales of B.C. gas have grown rapidly and a number of parties, including B.C. industrial customers and Westcoast Energy Inc., now hold gas purchase contracts with the producers. However, about 85 percent of the gas reserves under contract are still held by the BCPC.

The B.C. government has announced that it intends to privatize the BCPC in the near future. If the crown corporation were sold, the purchaser would then likely hold the gas purchase contracts.

As discussed in Chapter 2, most of the gas under long term contract in Alberta was contracted for prior to 1980 when there was an expectation that gas demand would continue to grow rapidly and that supplies would be inadequate to meet demand. Subsequently, a situation of excess supply developed in the early 1980s and pipeline companies, including TCPL, were unable to honour their commitments to purchase gas under contract with Alberta producers.

Many of TCPL's system producers also own reserves of natural gas that are currently uncontracted. This mix of contracted and uncontracted gas reserves combines to create an interesting market situation. For example, if a system producer makes a direct sale to a market previously served by system gas, of which its gas formed part of the supply, its rate of production and revenue from its system gas sales will fall. However, if the producer is able to obtain a high rate of take on the new direct sale, it can be better off making the direct sale, even at a discounted price. Thus, although system gas producers as a group are worse off when a direct sale

1. Although Provincial Gas Ltd. has been responsible for the distribution of natural gas in Saskatchewan since 1 June 1988, the SPC retained ownership of these gas reserves until they were sold to SaskOil.

displaces a system sale, the individual producer making the direct sale can be better off.

Under the TOPGAS agreements, TCPL is obligated to attempt to maximize sales of system gas. Further, it is not in TCPL's interest to see system gas sales displaced by direct sales.

In summary, most established gas reserves in Alberta are under long term contract to pipeline companies and are not available to the direct sales market. At the same time, many producers in all three producing provinces own volumes of uncontracted gas reserves which they would like to sell.

It is the existence of uncontracted reserves that is providing the major impetus behind the activity in the direct sales market.

These circumstances have created a substantial degree of competition in the Canadian natural gas market. On the one hand, TCPL, the TOPGAS consortia, and the major system gas producers have been fighting to maintain the market share of system gas sales. On the other hand, producers holding substantial uncontracted reserves, gas brokerage firms and many end-users support the continued development of the direct sales market. As long as substantial reserves of uncontracted gas overhang the market, there will continue to be competitive pressure exerted on both system and non-system gas prices.

3.3 Producer Province Regulation - Removal Permits and Royalties

All three producing provinces currently require producers to obtain provincial approval before gas is removed from the province (i.e. sold to out-of-province end-users).

It is the government of Alberta's view that so-called "core" market customers in the consuming provinces should be required to purchase gas under long term contracts.[1]

This view was expressed by Dr. Neil Webber, Minister of the Alberta Department of Energy and Natural Resources as follows:

"I would very much like to see an expanded role for market forces in the natural gas business. I, therefore, recommend that all Ontario consumers be given the option of purchasing gas from either a distributor, a broker or directly from a producer. Consumers identified as being particularly sensitive to security of supply would be required to demonstrate that they have maintained a secure dedicated supply situation through the contractual process if they wish to choose the broker or direct purchase option. Distributors would have to ensure their portfolio includes long-term dedicated contracted supply for the portion of their market particularly sensitive to security of supply"[2]

It has been the policy of the Alberta government to not issue removal permits for short

1. It is the policy of the government of Alberta that the core market in Alberta, defined as residential and commercial gas users who are not in a position to use alternative fuels, must be protected by long term contracts (Government of Alberta News Release, April 14, 1987). The term "core market" is generally used to refer to gas-users who cannot readily switch to alternative fuels and who are therefore considered to be "captive" customers. However, there is no generally accepted definition of what constitutes a core market customer.
2. Letter from Neil Webber to Robert Wong (Minister of Energy, Ontario), 15 July 1988.

term direct sales to end-users which, in Alberta's view, would be more appropriately served under long term contracts. It is also Alberta's policy to not issue removal permits for direct sales contracts under which gas is destined for end-users who consume less than 35,000 GJ per year. Consequently, small industrial and commercial end-users are constrained in their ability to make direct purchases of Alberta gas.

On 20 May 1988 the Alberta government introduced Bill 41 in the provincial legislature to provide for increased financial penalties to parties who are found to be contravening the *Gas Resources Preservation Act* by removing gas without the required permits. The amendments under this bill would also empower the Alberta government to cut off the gas supply of any shipper found to be in contravention of the Act.

On 1 January 1988, the Alberta government changed its royalty system so that gas royalty rates are now based on an Alberta average market price (AMP) as well as the actual selling price.[1] The royalty rate is applied to the producer's actual selling price except in instances where this price is below 80 percent of the AMP. In these instances, the royalty is calculated against 80 percent of the Alberta AMP The royalty system still makes a distinction between old gas and new gas such that the applicable royalty is lower on new gas.[2]

The intent of the change was primarily to protect the province's royalty share of natural gas sales revenues. However, one effect of this new system is to discourage direct sales of non-system gas priced below 80 percent of the Alberta AMP. Since royalties on system gas sales are based on an average selling price, system gas sales under a netback pricing arrangement may be made below 80 percent of the AMP without incurring the higher royalty rate. In contrast, producers who only make a few direct sales have less ability to roll in their lower priced sales with higher priced sales. Consequently, they may pay a higher royalty rate on low priced direct sales than is applied to system gas sales.[3]

Under Saskatchewan's gas removal permitting process, prices for gas leaving the province must not be lower than those paid by provincial consumers for similar types of sales and removal permits will not be issued for sales which displace Saskatchewan sales presently under contract. However, no distinction is made with respect to the type of end-user; hence, many smaller industrial and commercial class end-users have entered into direct sales contracts with Saskatchewan gas producers in the last two years.

1. The government of Alberta sets and publishes the AMP every month according to its assessment of the average field value of Alberta natural gas.
2. Old gas is any gas in a pool from which production commenced prior to 1 January 1974. All other gas is considered to be new gas.
3. For example, the Alberta AMP was set at $1.56/GJ in January 1988 and the minimum price against which royalties were calculated was $1.25/GJ. If the average price of system gas sales were $1.80/GJ, then all system sales would pay a royalty against this price even if some sales were made under the SGR program at, say, $1.10/GJ. In contrast, if a producer made a direct sale at $1.10/GJ and had no offsetting direct sales at a higher price, it would pay a royalty based on a price of $1.25/GJ, thereby reducing its profit margin.

Due to the provincial government's policies and to agressive gas field development in the last few years, Saskatchewan's extra-provincial sales of gas have increased from zero in 1985 to an expected 40 petajoules in 1988.[1]

Saskatchewan crown royalties are calculated as a percentage of field-gate prices and, as in Alberta, make a distinction between old and new gas. Unlike Alberta, there is no minimum royalty applied to direct sales. Instead, the government has stated that it will monitor gas prices and has indicated that it reserves the right to apply a specific royalty to any gas sold at below market value.

British Columbia's removal permit regulations require that prices charged for gas removed from the province not be less than prices charged to B.C. customers in the market area adjacent to the export point for sales on similar terms and conditions.

The gas royalty in B.C. is set at a base of 15 percent for non-oil-associated production and increases as wellhead prices move above an established minimum, currently set at $52 per 1000 cubic metres ($1.40/GJ).

In summary, the responses of the three producing provinces to the introduction of direct sales have been markedly different. Alberta has been concerned about the erosion of gas prices and gas royalty revenues due to price competition from direct sales and has had a restrictive removal permit policy in place.

In contrast, it has been the policy of the Saskatchewan government to encourage direct sales of Saskatchewan gas in both intra-provincial and extra-provincial markets. Alberta's reluctance to approve price-discounted sales to smaller end-users has provided an opportunity for Saskatchewan gas producers to establish a market presence in eastern Canada.

For its part, British Columbia has actively supported the development of an intra-provincial direct sales market but, due to the lack of connections between B.C. gas fields and eastern Canadian markets, has not yet been able to participate in the interprovincial direct sales market.

3.4 Gas Transportation

In order to move gas to a market in eastern Canada, a shipper must obtain transportation service on the natural gas gathering system in the producing province, on the TCPL system and on the local distribution system.

Transportation on Gathering Systems in Producing Provinces

Since the implementation of the 1985 Gas Agreement, the number of shippers on both TCPL and the gathering systems in the producing provinces has rapidly increased. For example, the number of firm service contracts that NOVA entered into with shippers for intra-provincial service increased from 413 in 1983 to 3500 in 1987.[2] The increase in both the number of shippers and in volumes shipped in the last three years has increased the complexity of operating the gathering systems. It has also raised issues concerning the manner in which available space should be allocated to shippers.

Firm transportation service on the NOVA system in Alberta has been fully subscribed

1. Based on estimates by the Saskatchewan Department of Energy and Mines.
2. From Canadian Natural Gas Focus, Volume 1, Issue 11, May 1988 (original source: NOVA, Alberta Gas Transmission Division).

since December 1987. It will likely require two years to plan and construct any necessary new facilities to meet requests for additional service received by NOVA on or before 1 August 1988. As a result, shippers who do not currently have contracted firm service on NOVA are experiencing difficulty in making new firm direct gas sales.

The problem, however, has not been solely one of a physical limitation of capacity but also a contractual one. For example, consider a shipper that wishes to make a new direct sale which would displace an existing shipper's sales. If the new direct sale were to proceed and the "displaced" shipper did not find a new market for its gas, the displaced shipper would end up with unused contracted firm space on NOVA. However, because there is currently no agreement amongst shippers on NOVA on a mechanism by which the displaced shipper's entitlement to firm space may be transferred to the displacing shipper, the effect may be to deny space to the shipper making the new sale.

The contractual arrangements by which space is reserved on the NOVA system are more complex than the parallel arrangements on the TCPL system. Shippers on NOVA must reserve receipt capacity at individual receipt points on the NOVA system as well as transportation capacity on NOVA's mainline system. Reserved receipt capacity confers a right on a shipper to inject gas into NOVA's mainline system from the connected gas gathering systems at particular receipt points. However, because shippers hold receipt capacity at different points along the NOVA system, it would not always be possible to transfer receipt capacity from a displaced shipper to a displacing shipper. Further, shippers have contracted receipt capacity for varying lengths of time. For these reasons, the operating demand methodology which the Board has adopted to transfer space on the TCPL system from a displaced shipper to a displacing shipper would not work on the NOVA system.[1]

NOVA has been attempting to find a method by which space on its system could be reallocated from a displaced shipper to a displacing shipper and which would be acceptable to a majority of shippers. NOVA's preferred solution is that displaced shippers voluntarily sub-let space to displacing shippers. However, some shippers are not willing to assign their space to other shippers, even on a temporary basis.

During phase one of the current TCPL toll hearing (RH-1-88) some shippers alleged that WGML was unnecessarily maintaining excess capacity on NOVA, thereby making it more difficult for direct sellers to obtain firm capacity. The basis for this view was that, although annual sales of system gas had fallen by approximately 200 petajoules since the introduction of direct sales, WGML had not reduced its contracted firm capacity on NOVA. For its part, WGML maintained that, if it were to give up the space now, it could be caught short of capacity to meet contractual commitments and space needed to accommodate possible increased sales.

NOVA, in a letter to all shippers on its system and other interested parties, proposed several alternatives for allocating space among firm shippers.[2] NOVA requested comments by 30 June 1988. It is currently considering these responses and preparing a

1. See pages 22-24 for a discussion of the displacement problem on TCPL.
2. Letter from NOVA to Alberta gas shippers and other interested parties concerning access to firm transportation service on the NOVA system, 18 April 1988.

new proposal as to how access to firm transportation service should be determined.

An access problem can arise in another way for a direct seller of gas who does not have sufficient firm receipt capacity under contract on NOVA. Although the capacity of NOVA's gathering system exceeds that of the downstream mainline capacity on TCPL, capacity restrictions may occur at particular receipt points on the NOVA system.

When nominations for gas deliveries exceed the gathering system's capacity at a particular receipt point, NOVA apportions each shipper's nominations. If a direct seller does not have a well diversified portfolio of receipt points or back-up supplies of gas, apportionment may cause it to fall short of the gas necessary to honour its sales contract. In this case, the direct seller may be forced to purchase gas at a higher price from other producers in order not to default on its sales contract.

Before the introduction of direct sales in interprovincial markets, capacity problems at particular receipt points on NOVA rarely created a problem for gas shippers. With the exception of direct sales in the intraprovincial market, gas was bought and sold by a few large shippers, including TCPL, A & S and Pan-Alberta, who had contracted for gas supplies with hundreds of producers. Apportionment would generally not pose a problem for these system gas shippers because any deficiency at one receipt point could be made up by increasing nominations at other receipt points. In the last few years, there has been a dramatic increase in the number of direct sellers shipping gas on NOVA, many of whom only have access to gas supplies at a few receipt points. Thus, the frequency with which shippers, particularly direct sellers, have experienced access problems on NOVA has increased.

A shipper who is concerned about apportionment at its receipt point can request NOVA to construct a new receipt point or modify an existing one. However, as earlier mentioned, NOVA has indicated that it will not be able to install any new facilities to satisfy requests for firm service before the 1990-91 gas year. Prior to making expenditures on new facilities, NOVA requires all shippers who request additional facilities to provide a guarantee, such as a letter of credit, of ability to pay for firm service. Although financial quarantees are a normal aspect of the business, such a requirement may have the effect of putting most of the risk associated with new sales on the shipper.

This problem, however, has been with the producing sector since the inception of the industry. To bring new supplies of natural gas to market, a large investment in transportation facilities is often required. As long as sales are not guaranteed, there has been some risk associated with the construction of new facilities. The question that most often arises is how the risk should be distributed among the various market participants. In a market characterized by private contractual arrangements, the parties are free to negotiate all contract terms and a producer may, for example, accept a lower price if the purchaser is willing to share the risk of default.

The substantial number of direct sales of Saskatchewan gas made to eastern Canada over the past year have strained the physical capacity of the TransGas system, requiring the construction of new facilities. To date, with a couple of exceptions, there has been sufficient capacity to move all gas nominated for delivery.

TransGas, like NOVA, requires shippers who request new facilities to provide financial guarantees as security against the capital costs of construction. Thus, as in Alberta, producers are bearing most of the risk associated with the construction of new facilities.

The Westcoast transmission system in British Columbia has been characterized by excess capacity. However, during the last two years, producers have been placed in a queue to obtain access to gas processing facilities at Fort St. John. This bottleneck has placed a constraint on direct sales of B.C. gas.

Shippers who are in need of new gathering or processing facilities can either build the facilities themselves or request Westcoast to do so on their behalf. In most cases, the costs of new gathering facilities are simply rolled into the overall cost of the Westcoast system and, therefore, all shippers share in paying for the new facilities. However, if the cost of the new facilities results in an average discounted cost of service which exceeds a certain level, Westcoast may apply a surcharge to the shipper who requested the new facilities.

Availability of Transportation Service on TCPL

Since the general introduction of direct sales in the interprovincial market on 1 November 1986, NEB hearings on TCPL's tolls have focussed upon the terms and conditions of access to the TCPL system. Clearly, if direct sales of non-system gas are to compete with system gas sales in central and eastern Canadian markets, access to the TCPL system must be available to all shippers on similar terms and conditions. As previously discussed, TCPL has been concerned about the erosion of the market share held by system sales.

Prior to 1 November 1985, a proviso in TCPL's tariff conditions stated that transportation service would not be provided to shippers in cases where the proposed sale would displace a market previously served by system gas. Under clause 7 of the 1985 Gas Agreement, the signatory governments requested the Board to review TCPL's tariff policy regarding displacement "taking into account, among other things, interested parties' views on the fair and equitable sharing of take-or-pay charges." In addition, the Board was requested to review "whether inappropriate duplication of demand charges will result from possible displacement of one volume of gas by another."

In its May 1986 decision on these matters, the Board directed TCPL to remove the displacement proviso from its tariff.[1] With respect to the sharing of the TOPGAS charges, the Board recommended that Alberta require non-system shippers pay 10¢/GJ during the 1986/1987 gas year, 9¢/GJ during the 1987/1988 gas year and 8¢/GJ during the 1988/1989 gas year. These payments were estimated to be about one-half of the payments per GJ made by system gas shippers in each year.

The Board recognized that requiring non-system gas shippers to share in the payment of the TOPGAS charges would have the effect of raising the minimum price at which non-system gas could be sold and, to this extent, would increase gas prices to purchasers of non-system gas. Nonetheless, in light of the historical circumstances surrounding the development of the take-or-pay problem, the Board recommended that non-system gas

1. National Energy Board Reasons for Decision in the Matter of TransCanada PipeLines Limited Availability of Services, May 1986.

producers in Alberta share part of the TOPGAS carrying charges for three years during a transition to a market-oriented pricing regime. Alberta subsequently passed the necessary legislation under which the sharing of the TOPGAS charges could be implemented and has, to date, maintained the non-system shippers' share at 10¢/GJ. Although this charge may slightly reduce the competitiveness of non-system gas, it has not prevented non-system sellers from offering discounts substantially below system gas prices.

The concern about inappropriate duplication of demand charges was as follows. Distributors had entered into long term gas purchase contracts with TCPL in the expectation that they would continue to require the gas to meet the needs of their customers. Under these contracts, the distributors paid fixed annual demand charges to TCPL plus a commodity charge according to the actual volumes of gas taken. With the advent of direct sales, end-users that previously bought system gas from the local distribution companies began to arrange direct purchases from producers. In these cases, both the distributor and the end-user could have been required to pay demand charges to TCPL as a guarantee of gas delivery; hence, a double-demand charge would have been paid to TCPL.[1]

In its May 1986 decision, the Board decided that inappropriate duplicate demand charges would result from a displacement purchase by an end-user and decided that the distributor's obligation to pay a demand charge should be reduced by an amount equivalent to the displacing direct purchase. This has enabled new direct purchases to proceed without either the distributor or the end-user being required to pay a demand charge for gas it does not require.

A major issue over the last few years has been whether distributors should be permitted to "self-displace". Self-displacement refers to a distributor replacing some portion of its gas purchases from TCPL with purchases from some other supplier.

As discussed above, long term gas sales contracts between TCPL and the major eastern Canadian gas distributors were in place when the 1985 Gas Agreement was signed. Distributors are currently free to purchase incremental volumes of gas from the shipper of their choice. Distributors could also enter into contracts with producers for gas which could potentially displace volumes purchased from TCPL. However, to date the Board has decided that it would be improper to allow access to TCPL for self-displacement volumes and, hence, distributors have been effectively prevented from switching to other suppliers. Further, a distributor could not be assured that Alberta would issue the necessary removal permits. Thus, to date, distributors have not been able to self-displace.

Distributors have argued that they should be allowed to self-displace; i.e. in their view the Board should direct TCPL to transport any displacement volumes which they may purchase from shippers other than WGML and the Board should ensure that they do not pay double demand charges to TCPL as a result of such purchases.

1. In practice the end-user would have been required to pay double demand charges; once to TCPL and once to the distributor. This occurred in Ontario, for example, because the Ontario Energy Board required end-users to indemnify the distributors for "unabsorbed" demand charges that the distributors incurred as a result of direct purchases. This requirement effectively removed the incentive for end-users to purchase gas directly from producers.

Distributors have further argued that, because they are effectively bound to their long term gas purchase contracts, WGML is sheltered from competitive forces and there is limited economic incentive for WGML to reduce prices to small end-users who cannot readily switch to alternative fuels. The result, in the distributors' view, has been that prices to many residential and small commercial and industrial customers have remained substantially higher than prices to other customers who have been able to enter into direct purchases.[1] TCPL has argued that the gas purchase contracts are binding and that it would be inappropriate to relieve distributors from their contractual obligations to pay the demand charges.

The Board has heard arguments on the self-displacement issue in three hearings since the advent of open access and, to date, has ruled against distributor self-displacement. The question has been addressed again in TCPL toll hearing RH-1-88 and the Board's decision is pending in January 1989.

On 17 October 1988, WGML announced that it had agreed upon new long term gas sales arrangements with 6 Canadian distributors, including Consumers', ICG (Manitoba), ICG (Ontario), GWG and GMi, but excluding Union. Under these new agreements, the distributors have agreed not to self-displace. According to WGML, the contracts state: "*a distributor can not contract for an additional volume of gas from a third party and then reduce the volume of a previously existing contract, unilaterally. However, each arrangement recognizes that the distributor may be displaced by other gas supplies in both its essential service and industrial markets.*"[2]

Another issue which has arisen recently is the question of whether WGML/TCPL's system gas resales (SGRs) are unduly discriminatory. As explained in Section 3.1, in an SGR an end-user purchases gas from WGML at a discounted price just within the Alberta border, resells the gas to TCPL at the system average price and, finally, repurchases the gas at the plant-gate from the distributor for the system average price, plus transmission and distribution charges. An SGR provides the end-user with the advantages of a system gas purchase because the distributor provides storage, load-balancing and back-stopping services. However, TCPL has stated that it cannot provide a similar service for non-system gas sales because of its contractual obligations under the TOPGAS agreements to purchase gas only from its system producers; i.e. if an end-user purchases gas from a shipper other than WGML, TCPL will not buy the gas from the end-user at the Alberta border and resell it to a distributor for resale to the end-user. TCPL will provide only transportation service for non-system gas.

In the view of some direct shippers, the fact that SGRs are available only to system shippers provides an unfair competitive advantage to system gas sold under the SGR program.

Regulation and Gas Transportation in the Consuming Provinces

In response to the 1985 Gas Agreement, Manitoba, Ontario and Quebec have adopted new policies regarding the distribution and sale of natural gas within their jurisdictions. Although each province has adopted policies that it has judged most appropriate to its

1. See page 31 for a discussion on domestic gas pricing.
2. Backgrounder to WGML press release of 17 October 1988, page 2.

particular circumstances, the general set of issues was common to all.

Flow-through of WGML's Prices

All three provinces have had to decide whether or not to approve the flow-through of prices, as negotiated between the provincial distributors and WGML, to provincial end-users. As discussed previously, at the time the 1985 Gas Agreement was signed, distribution companies in Manitoba, Ontario and Quebec were committed to purchase most of their gas from TCPL under long term gas sales contracts. In accordance with the Agreement, the prices in these contracts have since been renegotiated between WGML and the distributors on three occasions.[1]

As a result of the initial renegotiations, the distributors, producers and WGML agreed upon a pricing package effective 1 November 1986 which offered substantial discounts to high volume industrial customers and progressively smaller discounts to lower volume industrial customers and commercial and residential (core market) customers.

The discounts to industrial customers were offered under competitive marketing programs (CMPs). WGML and the distributors proposed that the pricing scheme be allowed to flow-through to end-users served by the distribution companies. The issue facing the regulatory bodies in Manitoba, Ontario and Quebec was whether or not they should approve this flow-through of renegotiated system prices.

In Manitoba, prior to price renegotiations between WGML and the distributors, the provincial government imposed a tax on compressor fuel used in the province for transporting gas to eastern Canadian and export markets. In the subsequent negotiations, WGML did not offer the same discounts on Manitoba gas sales that it did for Ontario. The Manitoba load is comprised primarily of residential and small commercial end-users and, hence, Manitoba end-users were not, on average, benefitting from price reductions to the same extent as end-users in other provinces.

In May 1987 the Manitoba government directed the Manitoba Oil and Gas Corporation (MOGC) to act as a purchasing agent for the province's gas utilities. The MOGC contracted directly with a group of producers to supply gas to the province's two distribution companies, Inter-City Gas Utilities (Manitoba) Ltd. (ICG (Manitoba)) and Greater Winnipeg Gas Company (GWG). Subsequently, the MOGC applied to the Board for an order which would have required TCPL to carry MOGC's direct gas purchases. In its September 1987 decision on the matter, the Board stated that the MOGC's proposed gas supply arrangements constituted a self-displacement in substance and that the public interest would not be served by granting such an order. The MOGC subsequently attempted to appeal the Board's decision in the Federal Court of Appeal but the court did not grant leave to appeal.

In Ontario, the Ontario Energy Board (OEB) in November 1986 approved for a six-month period (later amended to one year) rates stemming from a two-year agreement between WGML and Consumers' Gas Ltd (Consumers').[2] The OEB expressed reserva-

1. These contracts are still held by TCPL, but WGML acts as TCPL's agent in all contract negotiations.
2. Similar agreements between WGML and Union and ICG (Ontario) were also approved by the OEB.

tions about approving the 1986 agreement, which provided for a $0.32/GJ reduction in the base price of gas at the Alberta border from $2.80/GJ to $2.48/GJ[1] and a range of further discounts for industrial customers, stating that it was being asked to approve rates that *"would be set on a basis of criteria to which it was not a party"*.[2] The OEB also argued that it was being asked to approve rates that would *"effectively require it to abandon a part of its jurisdiction to others, possibly lead to undue discrimination, and be based on an agreement with a lifespan of two years, that may prove to be too long"*.[3] It asked Consumers to renegotiate prices with WGML so that its concerns would be addressed in a new agreement.

WGML did renegotiate these contracts with Ontario distributors for the 1987/88 gas year. The new agreements contained the same base price of $2.48/GJ but added some new discounts including a $0.30/GJ discount on summer volumes. Upon reviewing these agreements in January 1988, the OEB found that the negotiations failed to produce an agreement which addressed its previous concerns. The OEB reluctantly approved the agreement for another year stating that *"prevailing circumstances outside Ontario prevented Consumers' from meeting the criteria."*[4] The OEB went on to enumerate its views on the impediments to the implementation of a fully competitive market:

"• *the long term contracts between TCPL and Consumers' and the inability of the latter to self-displace contracted volumes with gas from other sources, thus preserving TCPL's monopoly;*

• *the present TOPGAS arrangements and the potential additional problems arising when the moratorium on "take-or-pay" ceases in 1988; and*

• *the Alberta Government's policies on removal permits."*[5]

The OEB suggested that appropriate action to remedy these impediments could include a *"partial decontracting provision"*[6] in utilities' supply contracts with TCPL which would allow for a gradual reduction in contract volume over a reasonable period of time, an *"imaginative solution"*[7] to the TOPGAS problem so that it does not hamper decontracting by utilities, and the *"elimination by the Alberta government of all constraints on removal permits."*[8] In addition, the OEB reiterated its opposition to CMPs suggesting that they be replaced by direct sales.

In contrast, La Régie du Gaz Naturel (the Régie), the provincial regulatory body in Quebec, approved the renegotiated prices between Gaz Métropolitain inc. (GMi) and WGML without noting any serious reservations. This may be, in part, due to the nature of the Quebec gas load which is comprised primarily of industrial end-users.

The new long term gas sales contracts signed in October between WGML and 6 Canadian distributers provide for a two-year pricing agreement under which a $0.60 demand-charge and a $1.60 commodity charge will be applied to "core" market customers in

1. Although the Alberta border price fell by $0.32/GJ, the reduction in the base price of system gas as delivered to distributors in eastern Canada only fell by $0.20/GJ because a $0.12/GJ federal transportation subsidy ended on 31 October 1986.
2. OEB, Partial Reasons for Decision, E.B.R.O. 414-1, 28 November 1986, p.10.
3. ibid. p.10
4. OEB, Decision with Reasons, E.B.R.O. 410-111, 414-11, 417, 22 January 1988, p.38.
5. ibid. p.70
6. ibid. p.72
7. ibid. p.73
8. ibid. p.70

Ontario and Quebec, yielding an Alberta border price of $2.20/GJ at a 100 percent load factor. The price to Manitoba core market customers simply consists of a $2.20/GJ commodity charge. These prices are to be effective until 31 October 1990 and are subject to renegotiation thereafter.

Under these new arrangements, the price of system gas destined for industrial users under SGRs will be negotiated against a base of $2.20/GJ at the Alberta border, and will consist of a straight commodity charge.[1] Thus, the new arrangements effectively continue the past practice of "streaming" system gas by price to different classes of end-users.

These new agreements have been approved by TCPL's system gas producers but they have not yet been approved by the regulatory agencies in the consuming provinces.

Role of Distributors and Gas Brokers

Each province has had to decide what the appropriate role of the local distribution companies (LDCs) should be in the new market and what range of services they should offer to end-users. There are a number of sub-issues which have arisen with respect to this question, including the appropriate role of brokers, the desirability of the separation of the sales and transmission functions of distributors, and the desirability of unbundling storage, transportation and load-balancing services.

To date, most direct sales to Manitoba end-users have been arranged as buy/sells because transportation service only recently became available on the province's two distribution systems.

The Manitoba government has amended the *Public Utilities Board Act* to give the Manitoba Public Utilities Board jurisdiction over gas brokers operating in that province. The question of unbundling rates for distributor services has not yet been addressed in Manitoba.

The OEB has made a number of decisions with respect to the appropriate role of gas brokers in Ontario. In a preliminary decision released on 23 March 1987 the OEB found that *"brokers should be allowed to contract directly with the Ontario LDCs. It is only in this manner that open access to T-service can be achieved so that market-responsive gas prices can be broadly obtained".*[2]

In a final report, released on 9 May 1988, the OEB reiterated its support for the active participation of brokers, noting that "to be "competitive" a marketplace requires, among other things, many buyers and many sellers. In the marketplace for gas, brokers will be part of the "many sellers", either acting as principals in the sale of gas, or as agents for others."[3]

Accordingly, the OEB recommended that the government of Ontario pass the necessary legislation which would simplify the process of brokers entering and operating in the Ontario market.

The OEB has also stated that it is supportive of a complete separation of distributors' transportation and gas sales functions. In the hearing on the appropriate role of gas brokers in Ontario, the broker representa-

1. The agreements provide for a minimum average Alberta border system gas price of $1.85/GJ.
2. OEB *Decision with Reasons* in the Matter of an Inquiry into Contract Carriage (para 3.25) March 23, 1987
3. OEB *Decision with Reasons* in the matter of a hearing respecting the sale of gas in Ontario by brokers. (para 2.24) 9 May 1988

tives argued that, until such a separation is effected, distributors are in a position of conflict of interest. Distributors desire to market their gas and, to the extent that brokers represent competition to the distributors, there is an incentive for distributors to restrict transportation service to third parties. The distributors argued that they could not compete with brokers on an even footing because brokers would selectively pursue high load factor customers, leaving the distributor to sell to the lower load factor core market customers. In commenting on these arguments, the OEB stated that *"under a full separation of the transportation and gas sales functions of the LDC, the gas sales arm of the LDC, making direct sales, would be able to compete with brokers".*[1]

The issue of rate unbundling was also addressed at the OEB's hearing on the appropriate role of brokers. In their written testimony, the brokers argued that, by such techniques as grouping end-users with similar needs, they could achieve unique methods of cost saving. In its decision the OEB stated that, *"In order to permit others to sell gas on an equal footing with the LDCs, the Board believes that it must be possible for them to have access to gas, storage, and various types of transportation service in varying amounts, and to repackage them for resale. To do this effectively the intermediate party (the "broker" or marketer) must be able to buy and sell gas and transportation services without unnecessary restrictions."*[2] However, distributors in Ontario have not yet been required to provide unbundled services to end-users.

Quebec has not specifically addressed the question of the appropriate role of brokers nor has it addressed the issue of unbundling rates for separate distributor services.

Security of Supply

At the request of the Ontario Minister of Energy, the OEB recently held a major hearing to inquire into all matters pertaining to the current and future supply needs of natural gas users in Ontario. In calling the hearing, the Minister indicated that the government's primary concerns were security of supply and the availability of competitively priced gas for all end-users. The matters discussed at the hearing included most aspects of supply arrangements for Ontario gas users in the current market environment. Importantly, the hearing addressed the question of appropriate purchasing requirements for the LDCs.

In its interim report, the OEB recommended that all direct purchasers be required to hold contracts for both supply and transportation for a minimum of three years, unless otherwise authorized.[3] This recommendation was largely based on the conclusion that direct purchasers risk supply interruption in the short term due to possible shortfalls in pipeline capacity.

Significantly, the OEB did not recommend that the LDCs be required to enter into long term purchase contracts for their core market customers, as was urged by the Canadian Petroleum Association, TCPL/WGML, and the province of Alberta. Rather, the OEB concluded that each LDC is in the best position to determine its optimal gas purchasing strategy and that no regulatory intervention

1. OEB *Decision with Reasons* in the matter of a hearing respecting the sale of gas in Ontario by brokers. (para 2.26) 9 May 1988
2. ibid. (para 2.20)
3. *Gas Supply, Interim Report* Ontario Energy Board E.B.R.L.G. 32, 19 August 1988.

was required, provided that at least a three-year supply was under contract.

The province of Ontario is currently considering the OEB's recommendations.

The government of Quebec passed new legislation (Bill 12) on 17 June 1988 regarding the regulation of the natural gas industry in that province. Although this new legislation provides that distributors must accommodate direct purchases by end-users in Quebec, it also stipulates that, to be acceptable, direct purchases must offer the same degree of security of supply to the end-user as that offered by the distributor. Further, the Régie is empowered to deny a direct sale if the transaction would have adverse impacts on other users of the distribution system. To date, direct sales to Quebec end-users have been accommodated through buy/sell arrangements on GMi.

In summary, the role of provincial government policies and the role of provincial regulatory agencies has grown in importance since the introduction of direct sales into the interprovincial gas market. All consuming provinces have adopted new measures in the last few years to accommodate direct sales to end-users. However, the terms and conditions of access to local distribution systems are still subject to close regulatory oversight.

3.5 Review of the Market Evidence on Direct Sales and Prices

An important measure of the functioning of the domestic natural gas market can be provided by:

- a review of the available evidence on the growth of direct sales;
- an evaluation of prices in domestic markets; and
- a review of prices in domestic markets in comparison with export markets.

The Growth in Direct Sales in Domestic Markets

Direct sales have grown rapidly in B.C. since their introduction in 1986 (Table 3.3). From a base of zero in 1985, direct intra-provincial sales grew to 6.3 petajoules in 1986 and to 22.5 petajoules in 1987. Indications to date are that direct sales will be about 34 petajoules in 1988, representing about 20 percent of total provincial gas consumption.

Table 3.3
Direct Sales in Intra-Provincial Markets
(petajoules)

	1985	1986	1987	1988
British Columbia[1]	0	6.3	22.5	33.5
Alberta[2]	N/A	N/A	277.0	325.0
Saskatchewan	0	0	3.4	21.8

1. Based on data provided to the Board by Westcoast, 2 June 1988.
2. Data prior to 1987 are not available.

In Alberta, the situation is different because direct sales to industrial customers have been a traditional feature of the provincial market. Direct sales have been growing slowly recently and are expected to reach about 325 petajoules this year, close to 60 percent of total Alberta consumption.

Saskatchewan opened its market to direct sales in late 1987. All consumers, including

distribution companies, are now free to purchase gas directly from producers on mutually acceptable terms and conditions. The only constraint is that, for some unspecified length of time, end-users entering into direct sales arrangements must continue to purchase at least 35 percent of their gas requirements from Provincial Gas Limited.[1] Direct sales of Saskatchewan gas within the province have increased from zero in 1986 to an expected 22 petajoules in 1988, representing about 30 percent of total Saskatchewan gas consumption.

There has also been rapid growth of direct sales in the Canadian market served by TCPL east of the Alberta border over the last three years.

Table 3.4
TCPL Domestic Gas Sales and Transportation Service Deliveries
Contract Years Ending 31 October
(petajoules/year)

	1985	1986	1987	1988 (Est)
TCPL System Gas Deliveries				
To LDCs	–	741	262	265
To End-users*	–	166	511	530
Total TCPL Sales	901	907	773	795
Transportation (Non-System) Gas Deliveries				
For End-users	4	27	119	125
For Distributors	53	72	94	105
Total Transportation	57	99	213	230
Total Domestic Deliveries	958	1006	986	1025

* Includes sales via WGML's distributor fund, customer specific fund, CMPs and, in 1988, SGRs.

Direct sales of non-system gas to end-users served by the TCPL system have increased from a mere 4 petajoules in the 1984/85 gas year to an estimated 125 petajoules in the 1987/88 gas year. Over the same three-year period, total transportation service increased from 57 petajoules to an estimated 230 petajoules. This represented an increase from 6 percent to almost 23 percent of total gas sales off the TCPL system in the domestic market east of Alberta. Further, as there was only modest growth in overall sales over this period, the growth in non-system gas sales came largely at the expense of system gas sales.

Based on preliminary estimates, it appears that the growth in direct sales of non-system gas is slowing in the current gas year while system gas sales are expected to increase, thereby at least temporarily abating the erosion of system gas producers' market share. This increase in both system and non-system gas sales is possible due to an expected overall increase in domestic gas consumption (see Section 4.1 for a discussion of demand growth).

The growth in direct sales is indicative of a healthy competitive environment in the industrial sector of the market. However, very few of these new direct sales have been made to residential or small commercial customers. One of the reasons for the reduction in the rate of growth of direct sales in the current year is that large industrial gas users have taken full advantage of the availability of competitively priced direct sales and this market is essentially saturated.

1. This requirement was maintained to provide some protection to Provincial Gas Limited against the possibility of it failing to meet its minimum take obligations under its gas purchase contracts with Saskatchewan producers.

Residential and small commercial users served by the TCPL system have not yet benefitted from the introduction of direct sales to the same extent as industrial users.

Domestic Gas Pricing

An indicator of the degree to which all Canadian end-users are benefitting from greater competition in the domestic market could be provided by a comparison of Alberta border prices paid by industrial and residential customers in central Canadian markets. It is difficult, however, to obtain such information because prices in privately negotiated contracts are considered proprietary information.

As discussed on pages 25-27, since 1 November 1986 domestic prices for most Canadian gas users served by the TCPL system have been set under agreements between WGML and the major LDCs. Under these agreements, one price has generally been set for "core" market custoners, while industrial users have received discounts off this price under WGML's competitive marketing programs (CMPs) and, more recently, under system gas resales (SGRs). These discount prices appear to have ranged down to at least the $1.30/GJ level.

The result of this pricing system has been a highly stratified "streaming" of system gas to end-users. The largest volume customers have received the lowest prices while progressively higher prices have been charged to smaller users who have little or no flexibility to switch to an alternate fuel supply in the short run.

Comparison of Domestic and Export Prices

If the Canadian and U.S. gas markets were truly integrated, competition between Alberta producers would tend to equalize wellhead prices for gas sold into the two markets on similar terms and conditions.[1] If, for example, netbacks from selling Alberta gas in the eastern Canadian market were higher than netbacks from exports, producers in Alberta would prefer to sell into the Canadian market. The resulting competition for this more lucrative market would place downward pressure on prices until netbacks on eastern Canadian sales were roughly equivalent to those available on sales into U.S. markets.[2]

One would never expect to observe exactly equivalent prices, even in a perfectly functioning competitive market, due to such factors as differences in the dates on which contracts were signed and differences between the exact terms and conditions of each contract. Further, the need for fixed long distance pipelines prevents the free flow of natural gas from all supply sources to all market centres. The rigidities created by transportation logistics allow for the persistence of price differentials between markets that would not occur, for example, in the oil market. Nonetheless, as the barriers to both interprovincial and international trade are lowered, one would expect to observe a nar-

1. The final price charged to each end-user would of course reflect differences in transmission, storage and distribution costs. The above argument refers only to the gas component of the final sales price.
2. The above argument applies to wellhead prices within a particular producing region, such as Alberta. However, wellhead prices between two different producing regions, such as Alberta and Texas, could differ due to differences in transportation costs to major consuming centres. For example, in a competitive market the market prices of both Texas and Alberta gas sold into the U.S. mid-west would be approximately equal. However, wellhead prices in Texas could be higher than in Alberta because producers in Texas face lower gas transportation costs to the U.S. mid-west.

rowing of any wellhead price differentials for gas sold from any particular producing region.

In light of the above comments, a useful secondary measure of the degree of competition in the Canadian market is provided by a comparison of domestic and export prices.

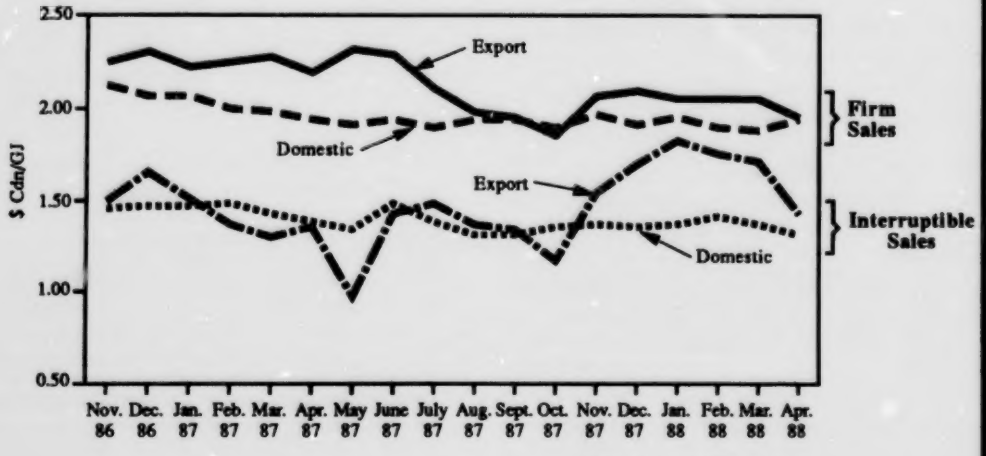
Export prices of Alberta gas sold under long term contracts were consistently above domestic prices until about September 1987. Recently, domestic and export prices of Alberta gas sales have been converging (Figure 3.3).

The data indicate that for sales of Alberta gas, spot prices of exports are more volatile than spot prices of domestic sales. Whereas average domestic prices on interruptible sales varied within a narrow band between $1.30/GJ to $1.50/GJ, export prices on interruptible sales fell as low as $0.98/GJ in May 1987 and went as high as $1.83/GJ in January 1988. On average, domestic prices were slightly lower than export prices over the data period.

The data for British Columbia indicate that average domestic prices of long term firm sales have been substantially below export prices of B.C. gas (not shown). However, this was due to the low rates of take under the long term gas sales contract between Westcoast and Northwest Pipeline Corporation (Northwest), its principal export

Figure 3.3

Average Domestic and Export Prices
Alberta Border*



* See Appendix D for footnotes.

customer. The average sales price increases when purchases fall because of the fixed demand charges which Northwest has been required to pay to Westcoast.

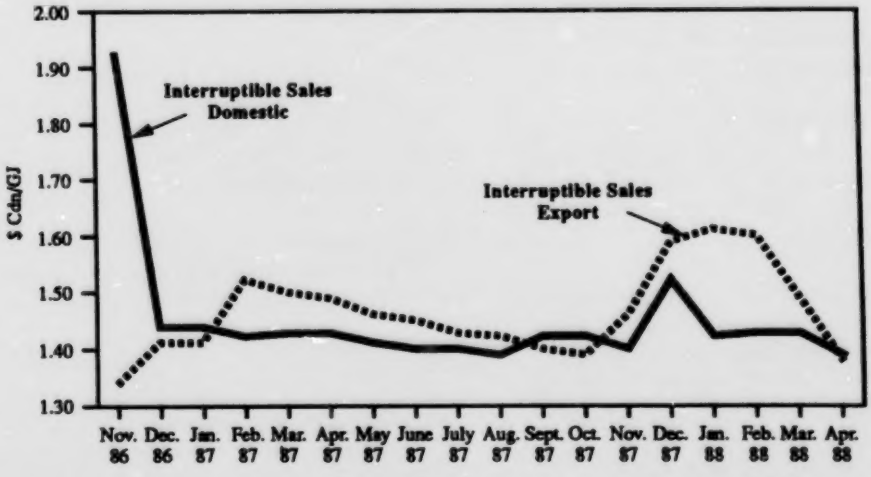
Domestic and export prices for interruptible sales of B.C. gas have been remarkably close on average (Figure 3.4). With the exception of November 1986, when domestic prices were $.56/GJ higher than export prices, the data indicate that export prices averaged about $0.05/GJ more than domestic prices.

On the basis of the foregoing evidence, it would appear that Canadian end-users have generally had access to Canadian gas on terms at least as favourable as export customers. However, the data as presented are highly aggregated and do not provide a comparison of export prices versus domestic prices by customer class.

During the observed data period, some impediments to the free flow of Canadian gas to U.S. markets remained, of which the most important was the lack of access to transportation service on some U.S. pipelines. However, more U.S. pipelines have recently opened up their systems to accept direct sales by all shippers and access to transportation service on U.S. pipeline systems should not be a major barrier to Canadian exports over the next few years. In the near term, limitations on pipeline capacity may be the major constraint on increased exports.

Figure 3.4

Average Domestic and Export Prices
British Columbia Border*



* See Appendix D for footnotes.

Currently, with the exception of deliveries via the Great Lakes transmission system, pipeline capacity to import gas into Canada is limited to about 25 petajoules per year. This limitation reduces the scope for price competition in eastern Canadian markets.

In a fully competitive integrated North American market, Canadian users would be free to purchase gas from the supplier of their choice, including U.S. suppliers. As matters now stand, if GMi, for example, were not satisfied with contract offers from Canadian suppliers, it would not have the practical alternative of requesting bids from U.S. producers. Although Union Gas increased its imports from the U.S. during the 1986/87 contract year, it is one of the few Canadian distributors with direct access to U.S. supplies.[1]

To conclude, the market evidence on domestic and export prices to date suggests that Canadians have been able, on average, to obtain gas at prices equal to or lower than those available to export customers.

3.6 Summary - Assessment of the Functioning of the Market

In light of the review provided in this chapter, a number of conclusions can be drawn about the functioning of the domestic natural gas market since the implementation of the 1985 Gas Agreement.

Substantial progress has been made towards the development of a competitive domestic gas market. There has been intense competition for the industrial market between WGML and direct sellers as a group, and between individual direct sellers. Saskatchewan producers have entered the interprovincial market for the first time and, although the volumes are small relative to total interprovincial sales, they are providing an important new source of competition to Alberta gas sales. The reduction of up to $1.60/GJ in gas prices to industrial end-users in the last two years is evidence of the degree of competition between producers for the industrial market.

At the same time, gas prices to most other gas consumers have only been reduced by about $0.60/GJ since November 1986. Thus, although "core market" users have benefitted from lower prices, the price reductions have not been as great as might be expected in light of the large excess of supply which has overhung the market.

The fact that prices to some domestic end-users have remained relatively high is in large measure a result of:

- the inability of distributors to purchase gas from the supply source of their choice because the Board has not permitted access to TCPL for gas volumes which would displace purchases made under existing long term contracts with TCPL;
- the Alberta government's policy on removal permits which has constrained the ability of some end-users to freely enter into direct purchase contracts with Alberta producers; and
- the ability of WGML/TCPL to maintain the market share of system gas sales due to their special market position, e.g. the

1. The Board recently approved an application by St. Clair Pipelines Ltd. to construct a pipeline under the St. Clair river which will allow Union Gas Ltd. (Union) and other gas buyers to import additional gas. The initial design capacity of this pipeline is approximately 80 petajoules per year.

ability to take advantage of buy/sell arrangements which utilize transportation capacity associated with TCPL's existing sales contracts with LDCs.

The 1985 Gas Agreement envisaged the development of a competitive domestic market for natural gas. Much of the controversy in the last two years has revolved around different interpretations of what constitutes an appropriate competitive market for interprovincial sales to core-market customers.

On the producer-shipper side, TCPL, the Canadian Petroleum Association and the government of Alberta are of the view that core-market customers should be required to purchase gas under long term firm contracts. Further, it is their view that it is appropriate that core-market customers pay higher prices for their gas supplies to reflect the greater security provided by long term contracts.

On the consuming side, many small-volume end-users and LDCs believe that they should be permitted to purchase gas on a short term basis and that the price of such gas should be competitive with sales prices to industrial end-users.

In summary, actions by governments, regulators and commercial interests following the 1985 Gas Agreement have resulted in the creation of a highly competitive interprovincial market for large volume industrial gas users. Given the excess supply hanging over the market, the move from regulated pricing to privately-negotiated pricing has worked in favour of consumer interests. Prices to industrial users have fallen steeply, largely due to stiff competition between gas sellers in the face of excess supply. Gas prices to small-volume commercial, institutional and residential end-users have also fallen, but not to the extent one would expect to see in a fully competitive market. On average, domestic gas consumers have had access to Canadia.. gas at prices equal to or below those available to export customers.

Chapter 4

Canadian Gas Supply, Demand and Prices: A Short Term Assessment

There has been a large surplus of productive capacity in the North American gas market throughout the 1980s. (Figures 4.1 and 4.2).

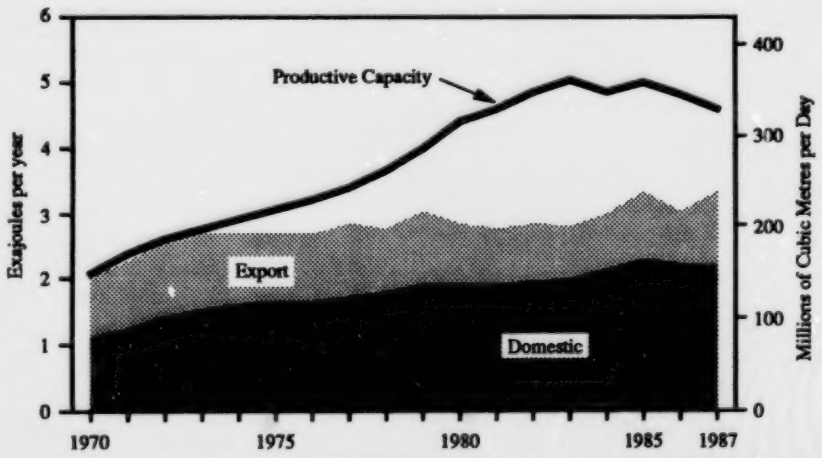
As discussed in Chapter 2, rapid price increases and expectations of rising export and domestic demand encouraged gas exploration activity in the 1970s. This led to large increases in productive capacity in Canada and halted the previous decline in productive capacity in the United States. Subsequently, gas demand fell in the United States and stopped growing in Canada. Increasing supply combined with falling demand led to the development of excess supply, commonly referred to as the gas bubble.

Gas prices in both Canada and the United States were tightly regulated throughout most of the 1970s and early 1980s. High regulated prices helped induce and sustain the bubble because prices were not allowed to fall to clear the market.

Since 1985, gas prices have increasingly been set by market forces in both Canada and the United States. Price deregulation in the face of excess supply led to a rapid decline in North American gas prices. Falling prices have discouraged gas exploration and encouraged gas demand; consequently, the excess supply has been declining in recent years.

Figure 4.1

Productive Capacity and Demand
Canada



This chapter provides an assessment of the outlook for the demand for and supply of Canadian natural gas over the next two years. Section 4.1 reviews recent developments and the short term outlook for domestic demand and Section 4.2 reviews the outlook for Canadian exports. Section 4.3 discusses recent developments and the short term outlook for Canadian gas supply and section 4.4 provides a summary assessment of the short term outlook for the supply/demand balance.

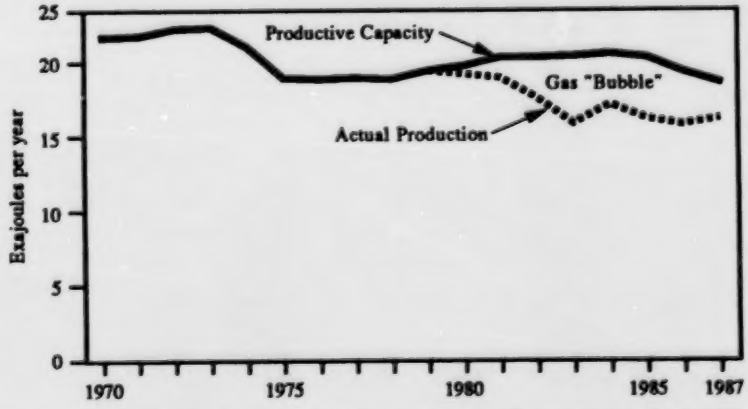
4.1 Canadian Natural Gas Demand

About 50 percent of the natural gas used in Canada is consumed by the residential and commercial sectors, primarily for space heating. Another 40 percent is used as boiler fuel in industrial production processes and about 8 percent is used as feedstock in the production of petrochemicals such as ammonia and methanol. A small proportion, about 3 percent, is consumed as fuel for electricity generation, mostly in Alberta.

Regionally, Ontario is the largest consumer of natural gas, accounting for nearly 40 percent of Canadian consumption, followed by Alberta which accounts for about 30 percent. Quebec, Manitoba, Saskatchewan and British Columbia together account for the remaining 30 percent. A small amount of natural gas, produced from wells in the

Figure 4.2

Productive Capacity and Demand*
United States



*Source: "Planning and Analysis Issues", American Gas Association, 13 July 1987.

Moncton area, is consumed in New Brunswick. No natural gas is used in Nova Scotia, Prince Edward Island, or Newfoundland (Figure 4.3).

Recent Developments in Demand

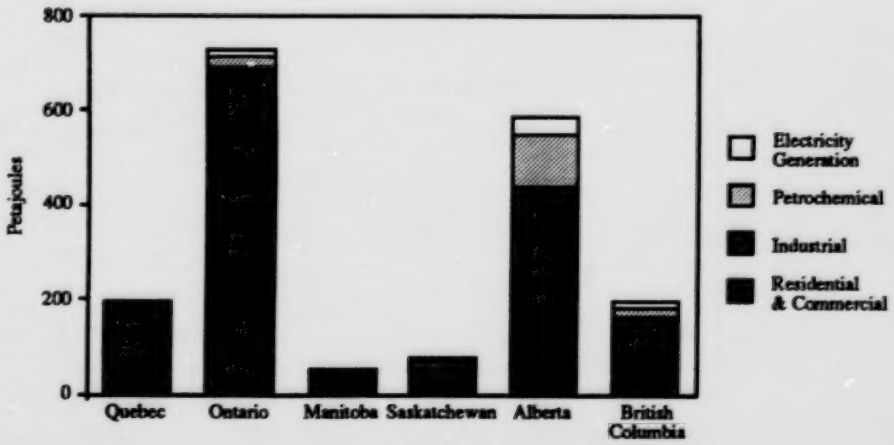
Natural gas demand growth in Canada was rapid in the 1960s and early 1970s; demand growth then slowed from the mid-1970s to 1982 and then increased rapidly from 1983 to 1985. The share of natural gas in total Canadian energy demand peaked at close to 24 percent in 1985.

Since 1985 natural gas use in Canada has declined, notwithstanding continued growth in total primary energy use, and its share of the market dropped from the peak of 24 percent in 1985 to about 22.5 percent in 1987. The decline in natural gas demand occurred primarily due to a fall in demand in the residential and commercial sectors; industrial use of gas remained virtually constant and gas used in electricity generation increased modestly.

The decline in gas use among households and commercial institutions is attributable to a number of factors. In 1985 the federal government ended a subsidy program which had paid part of the costs to homeowners of switching from oil to natural gas. The subsequent fall in oil prices in early 1986 then removed much of the remaining incentive to switch to natural gas for space heating.

Figure 4.3

Natural Gas Demand in Canada
Consumption by Sector and Region (1987)*



* Data based on estimates by NEB staff.

The weather, however, was the major factor behind low residential and commercial gas use in 1986 and 1987. In 1985, average temperatures in Canada were close to normal but in 1986 and 1987 temperatures were 4 and 10 percent warmer than normal. Although weather patterns varied widely across Canada, the overall effect was a sharp reduction in gas demand for space heating in the last two years.

In the last 2 years, industrial gas demand has been steady, rising by about 1 percent in 1986 and declining by a similar amount in 1987. Industrial demand has been influenced by offsetting factors:

- Industrial output increased by almost 2 percent in 1986 and by 4 percent in 1987, thereby stimulating industrial demand for gas. However, growth in output was not spread equally across regions. While eastern Canada experienced relatively strong growth, western Canada, particularly Alberta which accounts for one-third of industrial gas demand in Canada, experienced a decline in industrial activity in 1986 and 1987.

- Natural gas temporarily lost its competitive advantage over fuel oil in eastern Canada. When oil prices collapsed in 1986, gas prices did not fall quickly enough to prevent some industrial users from switching away from natural gas in late 1986 and early 1987.

From 1985 to 1987, gas demand for petrochemical feedstock changed very little, although poor demand for methanol contributed to a slight reduction in natural gas use in 1986.

The amount of gas used for electricity production has changed very little over the last 3 years and most of the observed variations have been the result of changes in peak electricity demand in Alberta.

The Short Term Outlook for Natural Gas Demand

The weather is the dominant factor in short run variations in residential and commercial natural gas use; industrial activity and relative fuel prices are the major influences on industrial and petrochemical demand.[1]

Given the likely continuance of excess supply over the next two years, prices of gas sold to domestic industrial gas users under short term firm contracts should remain low. As excess productive capacity diminishes, it is possible that there will be some upward movement in prices thereafter.

Prices for spot sales of gas will fluctuate according to prevailing market conditions. For example, spot sale prices typically increase in the winter months when demand is high and fall again in the summer months.

As discussed on page 26, prices to most domestic residential and small commercial users have been determined in recent agree-

1. In the short run, the importance of relative fuel prices is limited. In Canada, although many industrial gas users have the capability to switch from natural gas to heavy fuel oil or electricity, few can do so for a sustained period. Without additional investment in equipment, we estimate that only 10 percent of existing industrial gas use in Ontario and Quebec (about 40 petajoules in 1986) could be switched from gas to heavy fuel oil in the short term. However, if a 30 percent price differential persisted for a longer period, say 3 years, we estimate that about 20-30 percent of eastern Canadian gas consumption could be lost to other energy sources.

ments between WGML and the major distribution companies. The new agreements provide for a pricing agreement which effectively yields an Alberta border price of $2.20/GJ to all "core" market customers in Manitoba, Ontario and Quebec for the next two years and is subject to renegotiation thereafter (this excludes customers in Union's franchise area because, at the time of writing, Union had not yet come to terms with WGML).

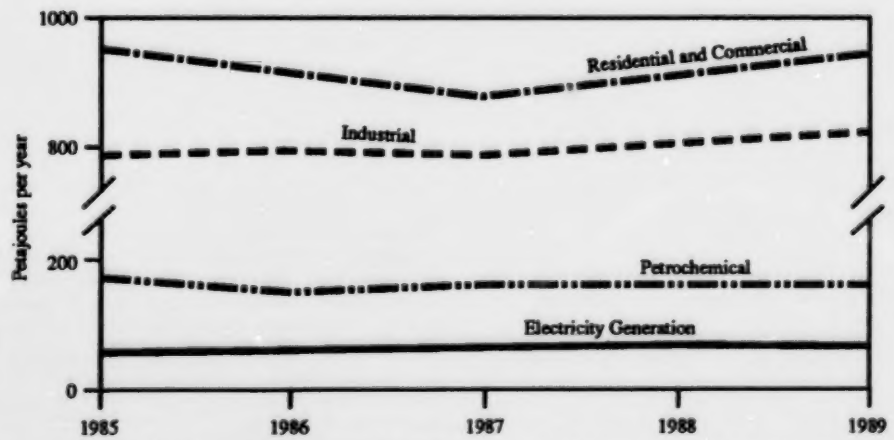
For 1988, our estimate of residential and commercial gas demand is based on the assumption that temperatures in Canada will be about 4 percent warmer than normal. This estimate incorporates actual degree-data through July 1988 and assumes normal weather over the balance of the year. Year over year it represents a cooling of some 6 percent relative to 1987. For 1989, we assume normal temperatures in our forecast, implying a further cooling of some 4 percent relative to 1988.

Given normal temperatures, demand in the residential and commercial sectors may be expected to grow by close to 4 percent in 1988 and by a further 4 percent in 1989. The increase would be much greater than average in western Canada where temperatures showed the largest deviations above normal in 1987.

Assuming that natural gas remains competitive with other fuels, and given a continua-

Figure 4.4

Natural Gas Demand in Canada
Recent Performance and Short-Term Outlook*



* Historical data, 1985-1986 based on Statistics Canada information; data for 1987-1989 based on estimates by NEB staff.

tion of strong economic growth through the remainder of this year, we expect industrial natural gas use to grow by about 2 percent in 1988.

In 1989, a more slowly growing economy may tend to dampen growth in energy and natural gas use in industry. However, the Hydro Quebec industrial surplus electricity program is being phased out at the end of this year. This should generate an appreciable increase in natural gas demand in Quebec in 1989 as electricity users switch to gas. We also expect some expansion in the production of bitumen in Alberta in 1989 which will result in increased demand for natural gas to produce steam for use in the bitumen recovery process. Taken together, these factors are expected to generate increases in industrial gas demand of about 3 percent in 1989.

We do not expect any change in the number of petrochemical plants in operation in the next two years, nor do we expect the level of capacity utilization of existing plants to change appreciably. Therefore, we expect natural gas use by petrochemical plants to remain at 1987 levels.

It is difficult to forecast the demand for gas for electricity generation because it is difficult to forecast peak electricity requirements. Based on our best estimates of peak requirements, we expect some small increase in gas use for electricity generation in 1988 and 1989.

In summary, we expect natural gas demand in Canada to resume its growth in 1988 and 1989 at a rate of about 3.3 percent per year as a result of broadly based growth in the major consuming sectors (Figure 4.4 and Table 4.1).

Table 4.1
Primary Demand for Natural Gas
Canada

	PJ	% Increase	% Share of Primary Energy Held by Gas
1985	2117		24.2
1986	2064	-2.5	23.4
1987	2046	-0.9	22.4
1988	2114	3.3	22.8
1989	2184	3.3	23.2

4.2 Recent Performance and Short Term Outlook for Canadian Exports

Canada's exports to the U.S. built up steadily during the late 1960s and early 1970s, reaching a peak of just over 1 exajoule in 1973. This represented 4.7 percent of the total U.S. market. Both export volumes and the market share of Canadian exports remained fairly stable until 1980. Exports then declined sharply during the first half of the 1980s, reaching a low of about 770 petajoules in 1983. Canada's share of the U.S. market remained above 4 percent because total U.S. demand for gas had also declined.

In an effort to preserve its share of a shrinking U.S. gas market, in July 1983 Canada amended its uniform border price policy for exported gas. Under the new volume-related incentive price (VRIP) policy, price reductions were allowed for sales above 50 percent of annual licensed quantities.

In response to the growing gas surplus in the U.S. and the new U.S. import policy guidelines, Canada again changed its export policy in November 1984. The new policy

allowed for buyer/seller negotiated export prices, subject to a number of criteria, the most important of which was that export prices could not be lower than the Toronto wholesale price for gas.

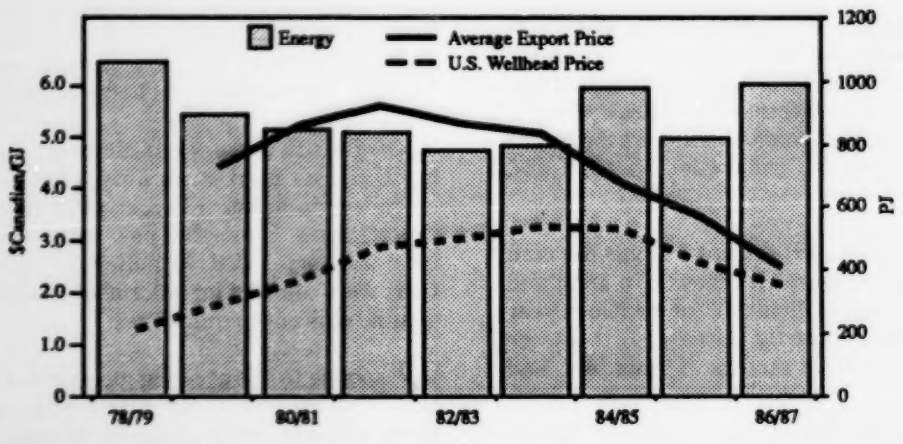
Exporters were given further flexibility in October 1985 with the removal of volume restrictions on short term export orders and the replacement of the Toronto floor price with regional floor price tests. Exporters were initially required to demonstrate that proposed exports satisfied the pricing criteria prior to receiving export approval. In November 1986, this system was replaced by after-the-fact monitoring of export prices (Figure 4.5).

While export policy was changing, export arrangements were also being modified to reflect new market realities in the United States. For example,

- flexible pricing based on alternative fuel prices with regular price reviews was introduced to long term contracts;
- multi-tier contracts which permitted the sale of some volumes into the spot market under a system of monthly price review were introduced; and
- marketing efforts were redirected away from system sales to pipelines towards direct sales to distribution utilities.

Figure 4.5

Export Volumes vs Average Export Border Price and Average U.S. Wellhead Price



Export volumes have responded positively to the changes in policy and export arrangements and have returned to the levels of the 1970s. While exports dipped in 1985-86, this was largely a result of take-or-pay problems between U.S. pipelines and their producers. U.S. producers were often given preference over Canadian producers because many U.S. pipelines had minimum take obligations to their U.S. producers but not to Canadian producers.

Although export volumes have been increasing, total revenue from exports has been declining due to the large decrease in average export prices (Figure 4.6).

In the U.S., interstate pipelines are increasingly acting as transporters of gas to accommodate direct purchases by LDCs and other end-users. This is reflected in the changing structure of export sales; larger volumes are being sold directly to LDCs and to end-users via brokers (Figure 4.7). Increasing volumes of exports are also being sold in the short term spot market (Figure 4.8). However, long term sales are still the backbone of Canada's export trade.

Figure 4.6

Total Export Revenue

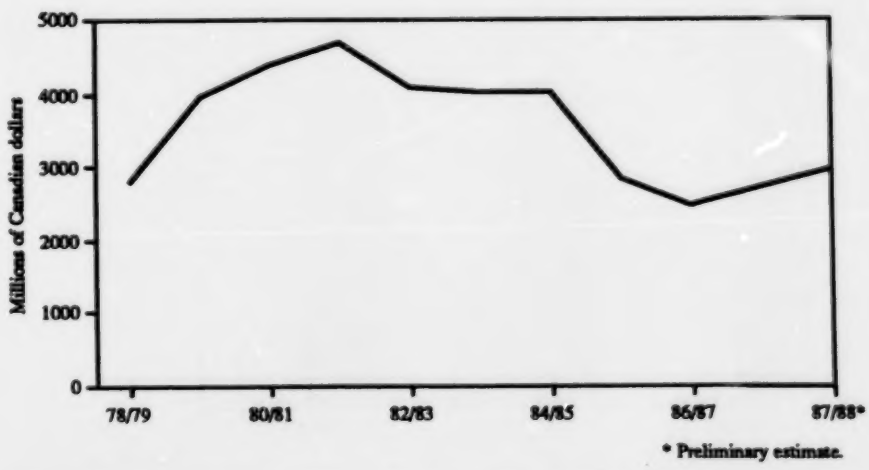


Figure 4.7
Structure of Export Sales

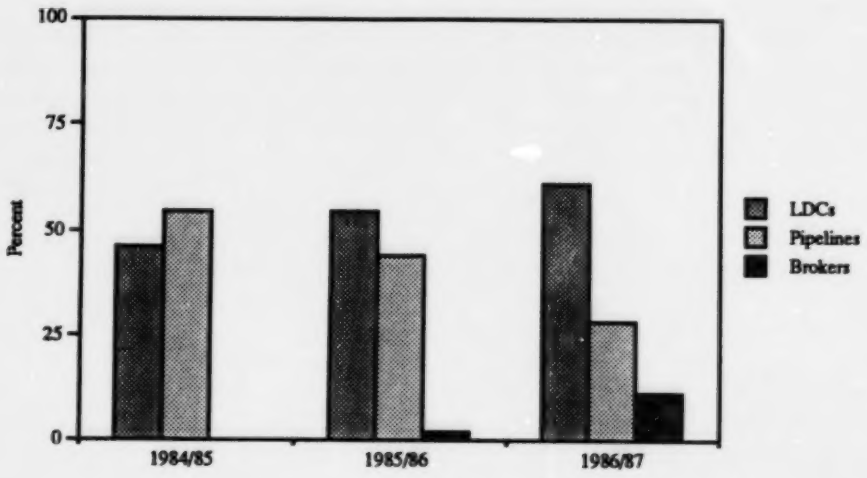
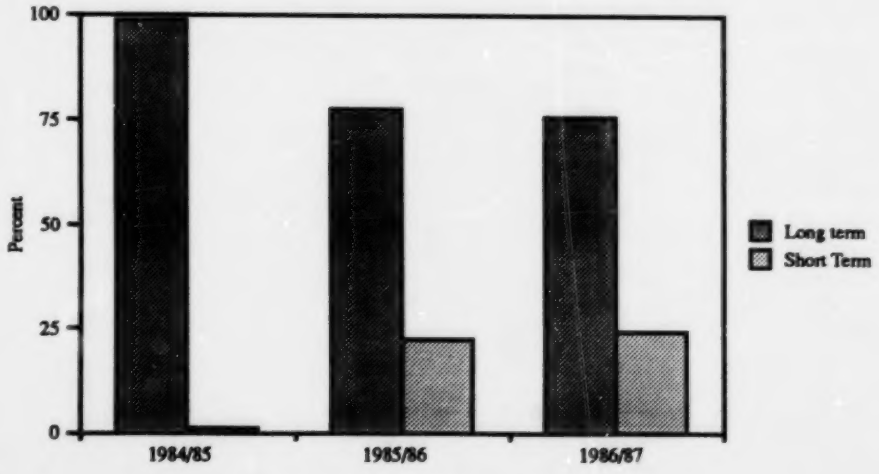


Figure 4.8
Structure of Export Arrangements



Export Outlook

Exports are forecast to grow by 22 percent and 9 percent respectively in 1988 and 1989, reaching a level of about 1.4 exajoules in 1989 (Figure 4.9).

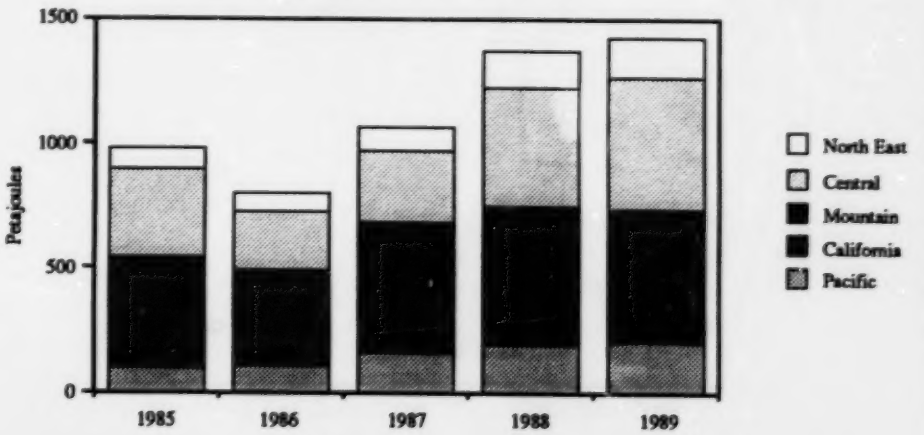
The current and anticipated improvement in gas exports is a result of a competitive export pricing policy, a modest resurgence in the total demand for natural gas in the United States and improved access to U.S. pipelines brought about by FERC Orders 436/500. (See Appendix B for a list of pipelines operating under open access.)

While export sales have made large gains of late, they still account for about only 7 percent of total U.S. gas consumption.

Regionally, Canada supplies about one-half of the gas consumed in the Pacific Northwest and about one-quarter of California's consumption, including about 50 percent of northern California's. In the mountain, central and northeast regions, Canada accounts for less than 4 percent of the gas supply. Canada's market share has grown steadily over the past twenty years in the California and northeast markets, remained relatively stable in the central region but has declined significantly in the mountain and Pacific Northwest regions where low cost coal and heavy fuel oil have provided stiff competition.

Figure 4.9

Natural Gas Exports by region and market



California, Canada's largest market, accounted for nearly one-half of total exports in 1987 and was responsible for 52 percent of the increase in total exports in 1987 over 1986 (Figure 4.10). Most of California's increase can be attributed to higher sales by Alberta & Southern to Pacific Gas & Electric in northern California. Sales to SoCal Gas in southern California have been at 100 percent of contract levels for the past three years.

Approximately two-thirds of the export growth in the 1988-89 period is expected to occur in the central U.S. market region.

Figure 4.10

Canadian Export Flows to U.S. Regional Natural Gas Markets

Export Points

1 Huntingdon, B.C.	4 Aden, Alta.	7 Sprague, Man.	10 Niagara Falls, Ont.
2 Kingsgate, B.C.	5 Monchy, Sask.	8 Fort Frances, Ont.	11 Cornwall, Ont.
3 Cardston, Alta.	6 Emerson, Man.	9 Windsor, Ont.	12 Philipsburg, Que.

Pipeline importers in this region have taken little Canadian gas in recent years due to domestic take-or-pay obligations but they are now resuming purchases of Canadian gas. Canadian sellers are also enjoying improved access to U.S. markets through U.S. pipelines which have recently become open access transporters of gas.

Sales to the Pacific Northwest region are also expected to benefit from improved U.S. pipeline access. Sales into the northeast U.S., which are presently constrained by pipeline capacity, will benefit from a planned 40 percent increase in capacity on TCPL's Niagara line for the 1988-89 contract year.

While total exports are increasing, long term exports have been flowing at rates well below levels authorized by NEB licences. Our forecast implies that long term exports will be about 55 percent of the authorized level in 1989.

4.3 Reserves and Productive Capacity

Remaining reserves of natural gas in Canada are estimated to have declined by roughly 6 percent from 77.3 exajoules at the end of 1985 to 72.3 exajoules at the end of 1987. Production during this period was about 3.2 exajoules per year, outpacing annual additions to reserves which averaged only slightly more than 1 exajoule. The annual production and reserves additions estimates are shown in Table 4.2, together with projections for 1988 and 1989.

During the 1985-87 period, the rate of new discoveries was essentially constant at about 0.6 exajoules per year.[1] This rate, which is well below those of the peak drilling years during the late 1970s and early 1980s, is a result of the comparatively low levels of exploratory drilling undertaken in recent years. The most notable discovery during this period was the Caroline field in Alberta, which contains marketable gas reserves estimated to be about 0.6 exajoules.

Revisions and extensions to existing reserves declined substantially from 1.3 exajoules in 1985 to a negative value in 1987. This was largely due to downward revisions to the estimates of reserves assigned to small Alberta pools[2]. To date, we have reduced the reserves of the small producing pools by about 3 exajoules. We expect to include further reductions for the non-producing pools in our final 1987 estimates and in those for 1988. By 1989, with these downward adjustments completed, reserves additions from revisions and extensions will likely return to levels more in line with those experienced historically.

Reliable estimates of the reserves of small pools are important because these pools may well provide a major portion of future gas supply. However, because 70 percent of these pools have never produced, and because they generally contain only one well, reliable estimates are difficult to achieve. Over the past decade, the proportion of remaining reserves in smaller-sized pools has increased as a result of the large number of small pool discoveries and the depletion of the larger pools.

In Alberta, some 35 percent of the province's remaining reserves are in pools which originally contained 10 petajoules or less. Reserves remaining in these small pools average about 1 petajoule per pool. These pools are, on average, only about 20 percent

1. Based on initial year bookings.
2. We define small pools as pools with reserves before production of 10 petajoules or less.

depleted whereas the larger pools, which have accounted for approximately three-quarters of all reserves found to date, are nearly 50 percent depleted.

Outlook for Reserves Additions

Little change is anticipated in the level of gas-directed exploratory drilling over the next two years because of the current supply surplus. Therefore, discovery rates are projected to be comparable to those of the preceding three years.

Natural gas production is expected to rise to 3.6 exajoules and 3.8 exajoules in 1988 and 1989 respectively, mainly due to anticipated higher exports.

The net result of our forecasts of reserves additions and production is that remaining established reserves could fall a further 6 percent to a level of about 68 exajoules by the end of 1989 (Table 4.2).

Table 4.2
Remaining Established Reserves of Marketable Natural Gas In Conventional Areas[1]
(exajoules)

	Remaining Reserves Beginning of year	Additions			Annual Production	Remaining Reserves Year-End
		Discoveries	Revisions & Extensions	Total		
1985	78.6	0.6	1.3	1.9	3.2	77.3
1986[2]	77.3	0.5	0.8	1.3	3.1	75.3
1987[3]	75.3	0.5	-0.3	0.2	3.2	72.3
Forecast						
1988	72.3	0.6	-0.2	0.4	3.6	69.1
1989	69.1	0.6	1.6	2.2	3.8	67.5

1. Based on estimates by Board staff.
2. 1986 numbers do not balance because of an adjustment to Ontario's cumulative production
3. Preliminary

Reserves To Production Ratio

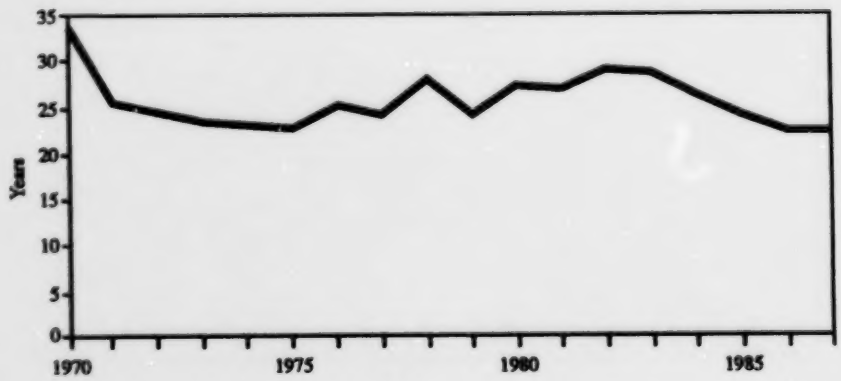
The reserves to production ratio is the ratio of currently remaining established reserves to the current annual rate of production.

Following an initial period of decline prior to 1971, the reserves to production ratio for western Canadian natural gas stabilized around 25 until 1979, as both reserves and production levels increased at approximately the same rate. In the early 1980s, continued increases in reserves, combined with falling overall demand, resulted in the ratio moving upward to a maximum of about 29 in 1982 and 1983. Since then the ratio has fallen, reflecting declining reserves as well as, in 1987, sharply increased production. The reserves to production ratio for 1987 is estimated at 23. The provincial ratios cover a relatively narrow range: 27 for British Columbia; 23 for Alberta; and 24 for Saskatchewan.

Certain reserves, for example reserves deferred for conservation reasons and reserves currently uneconomic to develop, are not immediately available to meet demand. Taking into account the non-availability of those reserves in the short term, we estimate that full utilization of currently available productive capacity would result in a reserves-to-production ratio of about 14 for the western provinces.

Figure 4.11

Natural Gas Remaining Reserves/Production
Western Canada



Productive Capacity

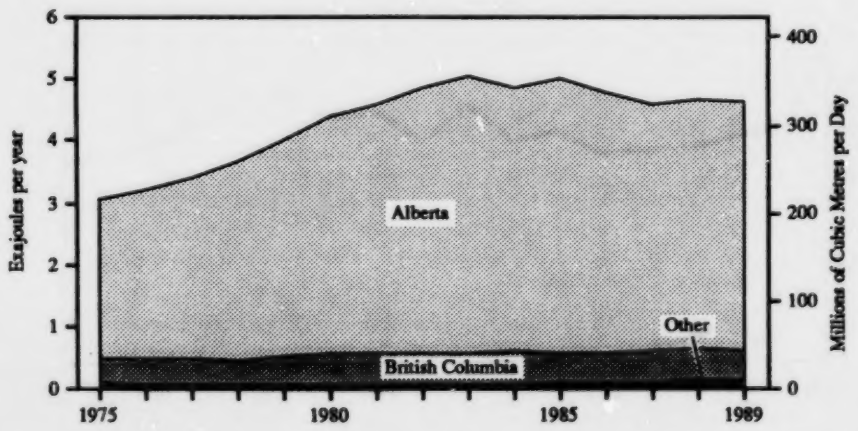
Productive capacity is an estimate of the available production at any particular time.[1] Almost 90 percent of Canadian productive capacity is in Alberta, some 10 percent in British Columbia and the remainder in Saskatchewan, the Northern Territories and eastern Canada (Figure 4.12).

Annual productive capacity in Alberta grew rapidly during the late 1970s and early 1980s but has declined slightly since 1983 to its current estimated level of about 3.9 exajoules.

Productive capacity in British Columbia grew steadily until 1973. Subsequently, deliverability problems experienced in the Beaver River field in northern British Columbia resulted in a shortfall in meeting the contractual obligations of Westcoast's customers in the Pacific Northwest region of the United States. Productive capacity continued to decline until the late 1970s when it again began to increase as a result of higher levels of drilling activity. Current annual productive capacity in British Columbia, and the adjacent southern Yukon and Northwest Territories connected to the Westcoast system, is estimated to be about 500 petajoules.

1. A more rigorous definition of productive capacity is provided in the glossary.

Figure 4.12
Productive Capacity
Canada



Annual productive capacity in Saskatchewan and eastern Ontario is currently about 100 petajoules.

Our estimates represent the productive capacity immediately available from all connected reserves, plus that which could be made available from both connected and unconnected reserves and from reserves additions within about six months. These estimates include productive capacity from some infill wells which, although we consider them economic on a stand-alone basis, may not be drilled because of an individual producer's particular economic situation. For these reasons, our estimates will be higher than productive capacity immediately available. Further, our projections are not constrained by the gathering and transmission capacity of major pipeline systems such as NOVA and TCPL.

In summary, given our outlook for reserves additions and annual production, we expect Canadian annual productive capacity to remain essentially unchanged for 1988 and 1989.

Natural Gas Imports

Currently, natural gas imports do not play a large part in Canada's supply and demand picture. For the gas contract year ended 31 October 1987, net imports amounted to just over 3 petajoules, about two-tenths of one percent of domestic gas consumption. Gas imports started to increase in November 1987 when almost 2 petajoules were imported. Little gas was imported last winter but volumes returned to the 2 petajoule per month level in March and April. From 1 November 1987 until 31 August 1988, imports totalled about 15 petajoules.

Almost all imports enter the country near Windsor, Ontario and serve the Ontario market. The three main importers are Union Enterprises (a parent company to Union Gas Ltd.), Union Gas Ltd. (Union) and Consumers' Gas. The gas has been sold on a short term interruptible basis at prices related to the U.S. spot market price.

The facilities presently used to import gas near Windsor connect Union's distribution system in Ontario to Panhandle Eastern Pipeline Co., an interstate pipeline with access to diverse gas supplies. The capacity to import gas at Windsor is currently about 2 petajoules per month.

Since the short term nature of the present import arrangements makes forecasting future import levels highly uncertain, we have not incorporated imports into this assessment. However, the Board recently approved an application by St. Clair Pipelines Ltd. to construct a new pipeline under the St. Clair river which, if built, would appreciably increase import capacity. Thus, imports could well become a significant factor in Canada's natural gas supply/demand balance in the near future.

4.5 Assessment of the Near Term Supply/Demand Balance

Canadian natural gas productive capacity is expected to be more than adequate to supply forecast demand for natural gas, including gas exports, over the period of this outlook (Figures 4.13 and 4.14).

On a peak day basis, however, supply capability and demand are rapidly approaching a balance (Figure 4.15).

Figure 4.13

Productive Capacity and Demand
Alberta and East of Alberta

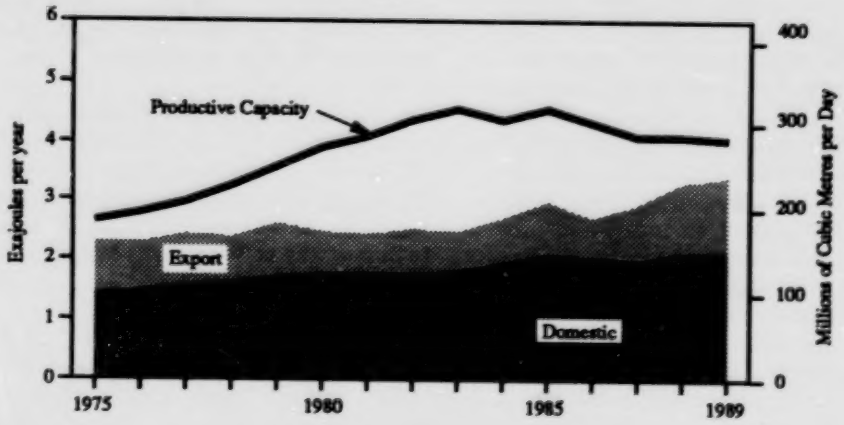


Figure 4.14

Productive Capacity and Demand
British Columbia

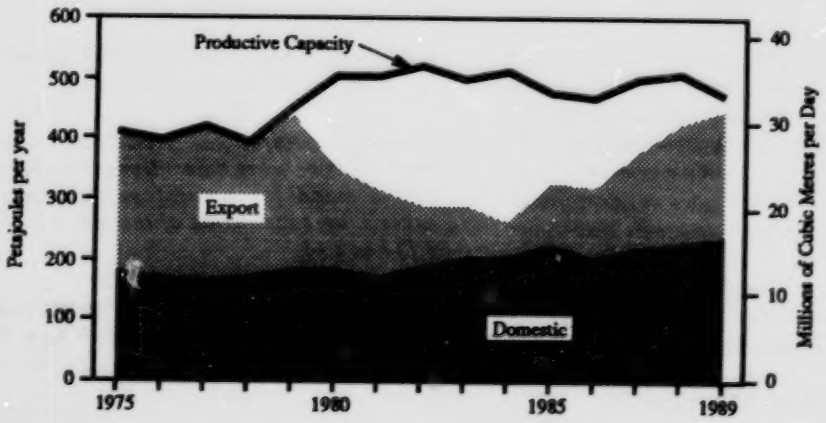
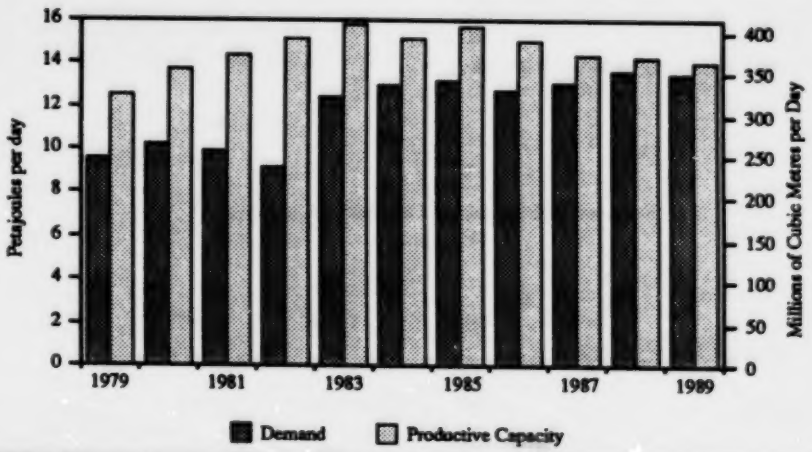


Figure 4.15

Productive Capacity and Demand (Peak Day)



Over the past five years, peak day market demand has averaged some 150 percent of average day demand while supply contracts generally contain peak day provisions ranging from 110 to 133 percent of average day demand. Utilization of productive capacity during peak days is forecast to exceed 90 percent in the next two gas years (Table 4.3).

In summary, productive capacity should be more than sufficient to meet demand over the next two years, although the margin of capacity over demand on peak days has been narrowing.

As discussed in the following chapter, the major constraint on increased sales in the near term will be limited pipeline capacity.

Table 4.3
Forecast of Productive Capacity and Demand[1]
(Petajoules)

	1985	1986	1987	1988	1989
Annual Basis (petajoules/year)					
Productive Capacity	4995	4790	4593	4565	4496
Demand					
- Primary Domestic Demand	2117	2064	2046	2114	2184
- Reprocessing Shrinkage	195	183	199	223	231
- Exports	975	794	1063	1370	1421
	3287	3041	3307	3707	3836
% utilization of productive capacity	66	63	72	81	85
Peak Day Basis (petajoules/day)					
Productive capacity	15.6	15.0	14.4	14.3	14.1
Total Demand	13.1	12.7	13.1	13.5	13.5
% utilization of productive capacity	84	85	91	94	96

1. All figures in this table are calculated at the field plant gate. Peak day productive capacity is calculated from annual data using an average load factor related to the maximum daily rates in producer contracts. Peak day total demand is estimated from peak day pipeline utilization data for the major gas transmission systems in Canada. It is a measure of the peak call on productive capacity rather than a measure of end-user peak day demand.

Chapter 5

Pipeline Capacity for Domestic and Export Markets

The ability to deliver natural gas to end-users as needed depends not only upon productive capacity but also upon the capacity of the pipeline network and associated storage system. In this chapter, we review the quantities of gas expected to flow on Canadian transmission systems in 1989 to both domestic and export markets and compare these flows to the available pipeline capacity. In addition, we review the role of storage capacity in the gas delivery system and consider the short term need for increased pipeline and storage capacity.

5.1 Pipeline Capacity on Canadian Gas Transmission Systems

Figure 5.1 illustrates the Canadian natural gas transmission systems and their annual capacities.[1] Major U.S. systems which interconnect with the Canadian systems are shown as well.

Table 5.1
Pipeline Utilization During
January and February*

	Capacity (PJ)	Two-month Percent Utilization 1986	1987	1988	1989 (Forecast)
Westcoast	95	75	79	78	83
NOVA	450	80	75	92	93
ANG	100	70	93	99	99
Foothills	70	46	34	96	96
TCPL (West)	280	91	80	88	90
TCPL (Central)	120	98	97	99	99

* Data for the TransGas system in Saskatchewan unavailable.

Most major Canadian transmission systems have operated at high levels of capacity utilization during the January-February period of peak winter demand, and this is expected to continue (Table 5.1). The 1988 average utilization of over 90 percent during these months indicates that there were many days when the pipelines operated at or near peak capacity. The situation on the central section of TCPL's system, which serves Ontario and Quebec, is of particular concern.

In the following pages, we review the situation on each of these systems in more detail.

Westcoast - British Columbia

With the exception of part of southeastern British Columbia which receives its gas from Alberta, British Columbia's own gas production serves that province's requirements through the facilities of Westcoast Energy Inc. Westcoast's system has been underutilized due to low rates of take under Westcoast's major export contract with Northwest Pipeline Corporation. Utilization has gradually improved since 1983 (Figure 5.2).

Annual capacity of Westcoast's main line is 550 petajoules. We forecast an annual requirement in 1989 of 410 petajoules, 205 petajoules of which is expected to be exported, indicating a capacity usage of about 75 percent.

Utilization of the export section of the line, which has a capacity of 305 petajoules per year, is forecast to average about 67 percent. As the forecast throughputs are well within

1. The annual pipeline capacities in this report are estimates by Board staff based on information in facilities applications and actual throughput reports filed with the Board. To assess a pipeline's capacity, many factors must be considered, including differences in seasonal and peak day capacities, need for annual maintenance work, etc. The annual capacities shown in this report must be considered as illustrative only.

Figure 5.1
Major Gas Pipeline Systems*

Annual Capacity in 1989 \ 400
(petajoules)

* See Appendix D for Footnotes

the capability of the system, we foresee no capacity constraints on the Westcoast transmission system in 1989. However, as noted in Section 3.3, during the last two years there have been capacity constraints on the gas processing plants upstream of the transmission system.

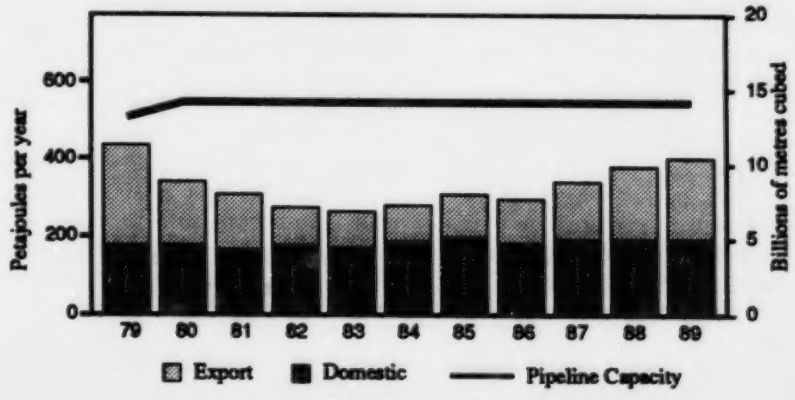
To enhance the ability of producers to maximize sales, Unocal Canada Limited and Westcoast are developing the Aitken Creek oil reservoir in northern B.C. into a gas storage site. This will enable fully-processed gas to be stored in the summer and withdrawn from storage in the winter, permitting higher utilization rates of upstream processing and transmission facilities.

NOVA - Alberta

Alberta's own provincial needs are delivered through the facilities of Northwestern Utilities and Canadian Western Natural Gas, as well as through deliveries directly to end-users off the NOVA system. In addition, through NOVA's facilities, Alberta supplies gas to markets outside the province through the systems of Alberta Natural Gas, Foothills Pipelines and the TCPL system. Small volumes are exported to Montana through the Canadian-Montana Pipeline system.

While no capacity constraints have been identified for intra-Alberta markets, NOVA transported record levels of gas in 1987 and

Figure 5.2
Pipeline Capacity Utilization*
Westcoast



*See Appendix D for footnotes

was forced to curtail some interruptible transportation last winter. NOVA has received many requests for new firm service in the last year and is planning new facilities to accommodate these requests. However, NOVA has notified all shippers on its system that new firm service for any requests not received prior to December 1987 cannot be provided at most receipt points prior to 1 November 1990.

Capacity limitations on NOVA may restrict any further expansion of domestic or export sales of Alberta gas in the near term to off-peak periods, generally the months of March through December.

Alberta Natural Gas and Foothills

Alberta supplies large quantities of gas to the California market through the combined facilities of the Alberta Natural Gas System (ANG) and the western leg of the Foothills system. The export point is at Kingsgate, British Columbia. Total annual capacity on this system is 570 petajoules while the forecast 1989 demand is 520 petajoules, indicating a 91 percent expected utilization rate (Figure 5.3). Additional exports may be possible through this system but will likely be limited to off-peak summer sales.

The eastern leg of the Foothills system transports Alberta gas to the Monchy, Saskatchewan export point where it is exported to the central U.S. region. The line capacity is 400 petajoules per year and forecast export demand is 365 petajoules in 1989, also indicating a 91 percent capacity utilization (Figure 5.3). As with the Kingsgate export facility, additional sales will likely be limited to off-peak months.

TransGas - Saskatchewan

Saskatchewan's own production supplies most of that province's demand, about 90 petajoules per year. About 75 percent of Saskatchewan's gas needs are delivered through the facilities of the TransGas provincial transmission system and about 25 percent is delivered via the TCPL system. The facilities of TransGas are also used to deliver Saskatchewan production to the TCPL system for transmission outside the province. A $93 million expansion of the TransGas system is currently being completed which will increase capacity for ex-Saskatchewan deliveries from about 30 petajoules/year to 100 petajoules/year by December 1988.

TransGas has received requests for additional firm service of about 60 petajoules/year for the 1989/90 gas year and is planning to add new facilities to meet this demand.

TCPL System

The TCPL system transports Alberta and Saskatchewan gas to domestic markets and export points east of Alberta. Alberta gas supplies essentially all of the market in Manitoba, Ontario and Quebec except for about 20 petajoules/year which is produced and consumed in Ontario. As well, a small amount of gas is imported into Ontario from the U.S. but these volumes have not been considered in this analysis. As previously noted, imports could increase in the near future and have an impact on pipeline utilization and the planning of future capacity on the TCPL system.

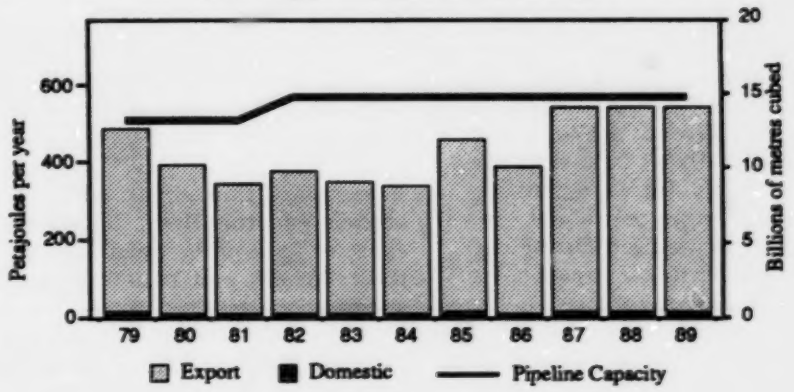
The total requirement for Alberta and Saskatchewan gas entering the TCPL system, based on our domestic and export

Figure 5.3

Pipeline Capacity Utilization*

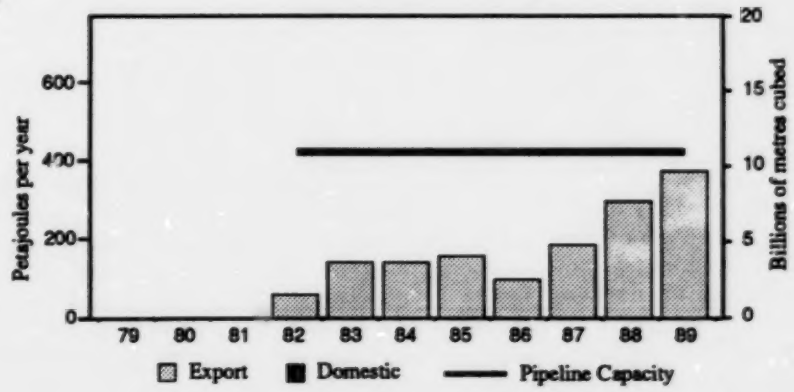
a)

Alberta Natural Gas (Includes Foothills Western Leg)



b)

Foothills Eastern Leg



*See Appendix D for fotnotes

demand outlook, is about 1380 petajoules in 1989, of which 325 petajoules is export demand. The capacity of TCPL's western section, which delivers this gas through Saskatchewan and Manitoba, is about 1600 petajoules per year, indicating an expected 86 percent capacity utilization on this segment of the system (Figure 5.4).

The annual capacity of the export line serving the Emerson export point is 750 petajoules, of which TCPL has about 325 petajoules of firm service used for the transshipment of gas to eastern Canadian markets via the Great Lakes Gas Transmission System (Great Lakes) in the U.S. Of the 425 petajoules of remaining export capacity at Emerson, only about one-half is estimated to be required during the 1988/89 gas year, primarily for export sales into the central U.S.

Although not all of the available capacity on Great Lakes is expected to be used in the next two years, most of this capacity is dedicated to various shippers who have contracted for firm service with Great Lakes. As Great Lakes is not an open access system, access is effectively limited to those shippers who have contracted for firm service. Consequently, Great Lakes cannot be relied upon to accommodate potential increased sales to eastern Canada in the near term.

East of Manitoba, the capacity to ship gas to eastern Canada drops to 1085 petajoules per year, 760 petajoules of which is available on the TCPL system running north of Lake Superior, with the remaining 325 petajoules available through the U.S. on Great Lakes. The estimated requirement to deliver gas east of Manitoba in 1989 is about 1070 petajoules, including exports of 115 petajoules, of which about 90 petajoules are expected to flow via Niagara Falls. Therefore, this section of the TCPL system should be fully utilized, leaving little or no opportunity for additional sales unless additional facilities are installed.

TCPL has recently been granted approval to install about $120 million of facilities on its central section. However, TCPL has since revised its forecast of expected throughputs upwards and has modified its system expansion plan. In July 1988 TCPL submitted an application to the Board to spend up to $550 million in order to cope with increased demand and to provide for a margin of advance capability.[1]

In summary, throughputs on TCPL's central section and the Great Lakes system are expected to be at or near capacity during the 1988/89 and 1989/90 winter heating seasons.

Without some further system expansion, capacity limitations will constrain further market expansion in eastern Canada and the U.S. northeast. There should be some unused capacity on TCPL's western section to Emerson, Manitoba which could be used to increase exports to the U.S. mid-west, at least until November 1989.

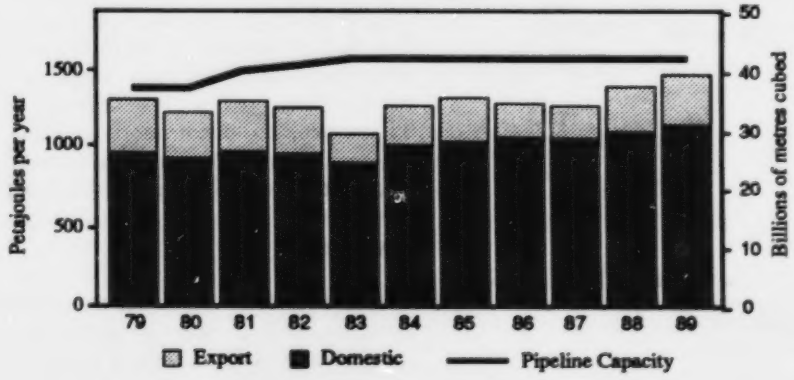
5.2 Storage Capacity

Pipeline transmission facilities and storage facilities are most properly viewed as components of an integrated natural gas delivery system. We estimate peak day end-use demand in eastern Canada to be about 5.5 petajoules/day. This is over twice the average daily load. Extensive storage reservoirs have been developed to minimize the requirement for more expensive transmis-

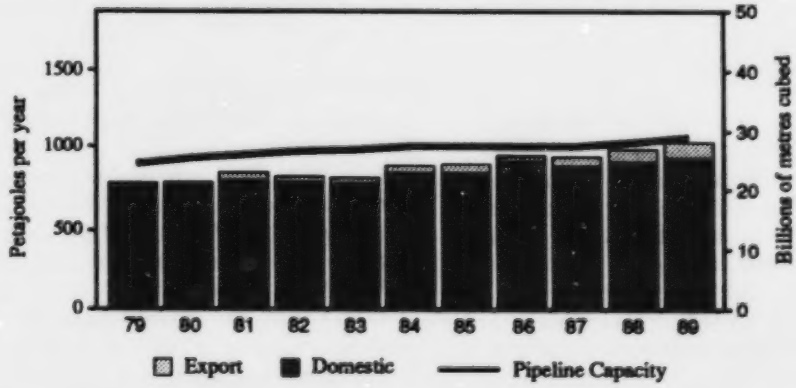
1. A hearing on this application commenced on 18 October 1988 and the Board's decision is pending.

Figure 5.4
Pipeline Capacity Utilization

a) TCPL Western Section (Total Throughput)



b) TCPL Central Section/ Great Lakes (Throughput to Eastern Canada)



*See Appendix D for fotnotes

sion pipeline capacity from Alberta. These reservoirs have a total sendout capacity of about 2.5 petajoules/day and can deliver about 40 percent of winter daily requirements for Ontario and Quebec.

Table 5.2
Canadian Gas Storage Capacity[1]
(petajoules)

	Total Reservoir Capacity[2]	Total Working Capacity[2]
Ontario	240	170 [3]
Saskatchewan	145	33
Alberta	145	32
Total Canada	530	235 [4]

1. Data adapted from Canadian Natural Gas Focus, Volume II, Issue 2, August 1988, p.5.
2. Total reservoir capacity refers to the total amount of gas in the reservoir whereas working capacity refers to the amount of gas available for withdrawal.
3. Of this amount, 107 petajoules (63%) is owned and operated by Union Gas Ltd. and 63 petajoules (37%) is owned and operated by Consumers Gas Ltd. Inter-City Gas Ltd. also owns some liquified natural gas (LNG) storage but these volumes are not included in the above table.
4. LNG storage capacity is excluded from the total because the volumes involved are very small.

Consumers' has the greatest need for storage due to the large percentage of its customer load which is comprised of temperature-sensitive residential and commercial customers. Union, which owns and operates about 63 percent of the existing storage capacity in eastern Canada, provides storage and related gas transmission services to Consumers' and other eastern Canadian distributors.

Gas is injected into storage during the low demand summer months and withdrawn to meet end-users needs during the high demand winter months. This allows TCPL and the local distributors to even out the seasonal swings in demand, thereby helping to maintain a high level of mainline transmission system utilization year round. TCPL's central section system serving markets east of Manitoba is thus designed for average day requirements throughout the year, and has been operating near capacity for the last two years. TCPL also delivers gas from storage facilities in Ontario to other end-use points in Ontario and Quebec which do not have extensive storage facilities. Therefore, to accommodate peak winter deliveries, pipeline facilities east of the major storage reservoirs in southern Ontario have been designed to transport gas at peak day levels.

The introduction of direct sales has heightened interest in storage services. Whereas load-balancing and back-stopping were previously solely the responsibility of the distributor, an end-user purchasing gas directly from a producer may now wish to separately contract for these services. Union, for example, now offers an unbundled storage service to end-users.

Consumers' and Union have recently received approval from the Ontario Energy Board to jointly develop an additional 17 petajoules of storage capacity at the Dowmoore pool. This facility is expected to be in service by 1 November 1989. The Dowmoore pool is the last known reservoir in southern Ontario suitable for gas storage. Eastern Canadian utilities may eventually have to contract with distributors in the U.S. if further access to storage is required.

In addition to the use of storage, distributors have further flexibility to meet peak day

requirements by reducing deliveries to some of their customers, normally large industrial users who have dual fuel capability and who purchase gas under interruptible contracts.

5.3 Assessment of Available Pipeline and Storage Capacity

All major transmission systems transporting gas within Canada and to export destinations, with the exception of Westcoast, are currently operating at or near capacity. In particular, both the NOVA transmission system in Alberta and the central section of the TCPL system will likely be operating at capacity on peak days during the coming two winter heating seasons.

In past years, a number of shippers have relied on interruptible service for a portion of their firm requirements because interruptions were quite rare and cost savings could be obtained by using interruptible instead of firm service. However, it is likely that the frequency of interruption will increase greatly during the next two winters.

Although gas demand is not anticipated to increase rapidly in eastern Canada in the near term, exports to the U.S. northeast and mid-west are forecast to increase substantially.

The combination of more frequent interruptions of interruptible service and growing export demand has induced gas shippers to request additional firm service from NOVA, TransGas and TCPL which will require construction of new facilities. Given the time required for pipeline planning, regulatory approval and construction, new facilities can only be provided with a lag, which may be as long as two years after the request for service is made.

Similarly, although Union and Consumers are developing additional storage capacity, it will not be available to help alleviate any peak day deliverability problems that may develop this coming winter.

The lack of spare capacity on TCPL's central section, combined with the lack of access to Great Lakes, will constrain TCPL's ability to increase gas deliveries to eastern Canada in the near term. If this coming winter were to prove to be colder than average, TCPL would likely have to cut service to interruptible customers on peak demand days. Of course, this does not imply that deliveries to any end-users relying on firm service will be affected. Most consumers relying on interruptible service are industrial gas users who have the option of switching to either fuel oil or electricity if their gas supply is interrupted.

The lack of spare capacity on NOVA will also constrain near term growth of exports of Alberta gas to the U.S. mid-west and northeast. Some additional exports could be made, for example, from Saskatchewan to the U.S. mid-west from Emerson via the Mid-Western pipeline in the 1989/90 gas year.

In summary, the combined delivery capability of the gas transmission and storage systems should be sufficient to satisfy all firm service under existing contracts to eastern Canada during the next two winter heating seasons. However, interruptible service will likely be interrupted on NOVA and TCPL with increasing frequency. Further, ***the tight pipeline capacity situation will limit opportunities for expanded export sales to most U.S. markets in the near term.***

Chapter 6

Conclusions

Our review of recent developments in the Canadian natural gas market indicates that major changes have occurred since the implementation of the 1985 Natural Gas Agreement. Prior to the Agreement, the interprovincial market was characterized by a small number of shippers (of which TCPL was by far the largest) selling to a small number of local distribution companies. In the past two years the number of gas producers selling directly to end-users has increased dramatically. This has generated strong competition between sellers and, given the large excess of productive capacity that has overhung the market, wellhead prices have declined steeply.

Producers have been quick to respond to the challenges of marketing gas in the new competitive environment. For example, since the introduction of direct sales, Saskatchewan producers have been very successful in both developing and marketing new reserves. The rapidity with which a major expansion of the TransGas transmission system in Saskatchewan was conceived, approved and built further testifies to the ability of the producing sector to respond to new market opportunities.

Producers have also been quick to develop marketing expertise and penetrate new markets. For example, exports under short term orders increased from 18 petajoules to 147 petajoules between 1986 and 1987. As well, whereas gas purchases in eastern Canada were only made by a handful of distribution companies in 1985, purchases are now being made by some 460 companies and institutions.

For their part, gas consumers have rapidly taken advantage of the opportunities offered by direct sales. This is witnessed by the efforts of groups such as school boards,municipal collectives, and hospitals to obtain lower priced gas through direct purchases from producers. Where, as in the case of Saskatchewan, producer governments have not stood in the way of such arrangements, useful cost savings have resulted for end-users. The emergence of brokerage firms has also facilitated sales between producers and end-users.

While producers have looked across the border for new markets, buyers have also looked south for new sources of gas supply. Attempts to increase ties between Canadian and U.S. markets reflect efforts by buyers to diversify their sources of supply.

Governments and regulatory agencies in Manitoba, Ontario and Quebec have taken steps to accommodate direct sales. However, the terms and conditions of access to the distribution systems are still subject to close regulatory oversight.

In short, as envisaged by the 1985 Gas Agreement, the market has demonstrated increasing flexibility to respond to changing market circumstances. Producers now have a wider range of market opportunities while end-users can choose from a wider variety of supply options.

Notwithstanding the substantial increase in market flexibility, some impediments to fully competitive pricing remain.

In the last few years, something of a dichotomy has been created in the Canadian natural gas industry. On the one hand, TCPL/ WGML, the TOPGAS consortia, the major system gas producers and the Alberta government have been attempting to maintain the market share of system gas. On the other hand, producers holding substantial uncontracted reserves, gas marketing firms

and many consuming interests support the continued rapid development of the direct sales market.

The outcome of these market circumstances can be seen from the data on direct sales. High volume industrial customers have received substantial price reductions in the past two years. However, prices to other end-users have not fallen to the extent that they would if these end-users were free to negotiate prices directly with producers. The fact that end-users such as hospitals and educational institutions have been able to obtain large price reductions by purchasing gas directly from Saskatchewan producers supports this conclusion. Thus, although full competition has arrived in the industrial sector of the market, the commercial and residential sectors have not yet benefitted to the same extent from competitive pricing.

The transition from fully regulated prices to a competitive pricing environment was never anticipated to be easy. The steep fall in energy prices which followed the signing of the 1985 Gas Agreement exacerbated the difficulties of the transition for gas producers and for the province of Alberta. Given the impact on producer revenues and Alberta government royalties, it is understandable that there has been some attempt to support domestic prices for gas sold under long term contracts.

Short-Term Supply/Demand Balance

The excess productive capability which has recently characterized the Canadian gas market is declining, largely as a result of low gas prices which have discouraged exploration.

Our expectation is that the excess will decline further in the next two years. Nonetheless, annual productive capacity is expected to remain considerably in excess of annual demand. There is a much smaller excess of daily productive capacity over peak day demand. Projected growth in exports suggests that this relationship will get tighter in the next two years.

Pricing Outlook

Given the excess supply situation, prices to domestic industrial users are expected to increase very little if at all over the next two years.

Average prices of sales of Canadian gas into domestic markets and U.S. markets have been similar throughout most of 1988. Export prices should not, on average, diverge appreciably from domestic prices at the Alberta border. However, U.S. spot prices have exhibited considerable volatility and it is possible that prices for short term exports will fall below domestic prices for comparable service from time to time.

Wholesale prices of gas sold to most eastern Canadian residential and institutional customers have effectively been set at $2.20/GJ at the Alberta border for the next two years as a result of the recent agreements between WGML and the major distribution companies.

Pipeline and Storage Capacity

All major transmission systems transporting gas within Canada and to export destinations, with the exception of Westcoast, are currently operating at or near capacity. In particular, the NOVA system in Alberta and the central section of the TCPL system are expected to operate near capacity during the next two winter heating seasons. Thus, there

will be little scope for increased sales to eastern Canada or the northeast U.S. in the near term.

The winter of 1987/88 was exceptionally warm and residential demand was almost 10 percent below normal. If the winter of 1988/89 were to be much colder, residential demand would be much higher than last year. Industrial demand is also forecast to increase in the coming year. In these circumstances, it is likely that interruptible service will be cut off more frequently than in the past because gas flowing under firm service contracts would use most or all available capacity on NOVA and TCPL's central section.

A decrease in the ability to rely on interruptible service, combined with growing export demand, has resulted in new requests for firm service on NOVA, TransGas and TCPL. However, due to system planning and regulatory lags, many shippers will have to wait for up to two years before their requests can be satisfied.

Summary

In summary, our assessment indicates that the market has been adequately supplying Canadian gas needs. The evidence on domestic prices versus export prices indicates that, on average, Canadians are obtaining gas at prices generally no greater than those paid by export customers. Although there are a number of outstanding issues to be resolved regarding pricing and supply arrangements for so-called core market users, a degree of flexibility exists in the market today which, to many, was unthinkable just a few short years ago.

Regulation of the Canadian Natural Gas Industry

Though gas prices are no longer set directly by governments, there remain elements of regulation in all segments of the Canadian gas industry. This appendix provides a brief review of producer province regulation over the production and sale of natural gas, of federal regulation over interprovincial and international gas transportation, of provincial government regulation over the distribution of natural gas and, finally, of federal licensing of natural gas imports and exports. By way of introduction, Figure A.1 provides a brief breakdown of the current status of regulation of the natural gas industry in Canada.

Producer Province Regulation over the Production and Sale of Natural Gas

Section 92(a) of the *Constitution Act, 1867* gives each province the exclusive right to make laws in relation to the development, conservation and management of natural gas in the province. The provinces also have the right to make laws in relation to the sale of a province's natural gas to another part of Canada, provided that such laws do not provide for discrimination in prices or in supplies.

All three producer provinces require shippers or producers to obtain provincial approval before gas is allowed to be removed from the province. In Alberta, the *Gas Resources Preservation Act* empowers the provincial government to deny approval of a gas removal permit in cases in which the terms and conditions of sale, including price, would not be in the best interests of the province. One condition of ministerial consent is that a sale to a distributor must not displace Alberta gas that would be sold under existing sales contracts.[1]

In British Columbia, the Minister of Energy, Mines and Petroleum Resources has the authority to issue energy removal certificates under the *Utilities Commission Act*. Among other conditions, removal certificates for B.C. gas generally require that the gas not be sold to out-of-province customers for less than the price charged for similar types of service in the market area in British Columbia adjacent to the export point.

In Saskatchewan, gas removal permits are issued by the Ministry of Energy and Mines. Unlike in Alberta and B.C., the gas removal permits are issued to producers, not shippers. The producer must demonstrate that it has sufficient deliverability capability to meet its contractual obligations. Saskatchewan's gas removal permitting process also stipulates that prices for gas leaving the province must not be lower than those paid by provincial customers for similar types of sales and removal permits will not be issued for sales which displace Saskatchewan sales presently under contract.

All three provinces also provide some protection for the long term gas needs of provincial "core-market" gas users. In March 1987, the Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB) relaxed its gas export surplus test from its previous 25 years protection of the total Alberta market to a surplus test designed to protect 15 years of core market requirements. Core market requirements were defined to be the sum of residential,

1. For a further discussion of Alberta's gas removal permitting policy, see pages 17-18.

Figure A.1

CURRENT STATUS OF REGULATION OF THE CANADIAN NATURAL GAS INDUSTRY

JURISDICTION	ACTIVITY	REGULATION STATUS
Producing Provinces	Production	Royalties, regulation for conservation
	Gathering & Processing	Facilities approval (safety and environmental considerations)
	Intra-provincial Transmission	Regulation on a complaint basis.
	Extra-provincial Sales	Removal permits and certificates
Federal	Interprovincial & International Transmission	Facilities approval, tolls and tariffs
	Exports & Imports	Licences and orders
Consuming Provinces	Gas Distribution	Tolls and tariffs, facilities approval, licensing of LDCs and brokers
	End-User	By-pass issue (currently before the courts)
	Gas Purchase Contracts	Monitoring/approval of terms and conditions

commercial and small industrial requirements.

In July 1987, the British Columbia government adopted a procedure similar to Alberta's.

In October 1987, the Saskatchewan government removed volume limitations on exports from the province but required the SPC (now Provincial Gas Ltd.) to maintain a 15-year reserve to meet provincial needs. This will be accomplished through contracts negotiated between Provincial Gas Ltd. and Saskatchewan producers.

The provincial governments in the producing provinces also regulate the production of natural gas to ensure that sound conservation practices are followed. In Alberta the AERCB sets maximum daily production limits for all producing gas wells. In British Columbia, this role is fulfilled by the Department of Energy, Mines and Petroleum Resources and in Saskatchewan by the Department of Energy and Mines.

The AERCB is responsible for approving construction of new gas gathering, processing and transmission facilities in Alberta while the Department of Energy and Mines fulfills this role in Saskatchewan. In British Columbia, however, gathering and processing facilities are an integral part of the Westcoast system and any new facilities construction must be approved by the NEB. In all cases, an applicant must satisfy the regulatory authority with regard to the need for any new facilities and the cost-effectiveness of the design, and must satisfactorily address any safety, environmental or other public interest concerns.

The charges for gathering and transmission on the NOVA system in Alberta are set by NOVA and are subject to review on a complaint basis by the Alberta Public Utilities Board (PUB). NOVA's rates for gas transportation to the Alberta border are set on a "postage stamp" basis and all shippers pay the same rate regardless of the geographical location of the gas fields from which they draw their supply.

Gas transportation rates on Westcoast's system in British Columbia are regulated by the NEB. Gas transportation rates on the TransGas system in Saskatchewan are currently set by TransGas although the provincial government may implement a public review process in the future.

Finally, all three provinces also collect royalties on gas production and, although the details vary, the royalties are essentially a percentage of the wellhead price received by the producer.[1]

Federal Regulation of Interprovincial and International Gas Transportation

The NEB Act gives the Board two primary responsibilities with respect to domestic gas transportation:

(i) regulation of tolls and tariffs on interprovincial and international gas pipelines; and

(ii) regulation of the construction and operation of interprovincial and international gas pipeline facilities.[2]

---

1. For a further discussion of Alberta's royalty system, see page 18.
2. An international gas pipeline is a pipeline which crosses the border between Canada and the United States. The Board has jurisdiction over the domestic portion of such pipelines.

For the purposes of toll and tariff regulation the Board has divided the companies that operate gas pipelines under its jurisdiction into two classes. Class one companies are audited by the Board on a regular basis and changes to their tolls generally require a public hearing.[1] Tolls of class two companies are regulated on a complaints basis.

The issues addressed at toll hearings can generally be divided into three components: tariff matters (including the terms of access), toll design issues and cost of service matters. With the introduction of direct sales into the Canadian natural gas market, the terms and conditions of access have become of critical importance to gas shippers and, hence, these issues have demanded considerable attention at recent toll hearings.[2] Toll design issues include issues about the types of services that will be offered and the respective charges for these services.

Cost of service matters consist of an inquiry into a pipeline's total cost of service. Based on the evidence presented, the Board makes a determination of the pipeline's total allowable costs and determines a target for the company's annual rate of return on its regulated activities.

Part III of the NEB Act charges the Board with the responsibility of approving the construction and operation of proposed new pipeline facilities. The Board normally approves minor additions or modifications to existing pipeline systems (installations such as tanks, pumps, compressors and meter stations, and pipeline segments less than 40 kilometres in length) without a public hearing. Consideration of major new facilities requires that the Board hold a public hearing.

Public hearings on proposed new pipeline facilities may address a broad range of issues. The applicant must normally demonstrate that there is a need for the new facilities, that the design chosen is appropriate to attain the desired objectives and that the cost is reasonable. In addition, the applicant must demonstrate that it will satisfactorily address safety and environmental concerns that either the Board or any intervenors may have with respect to the proposed facilities. Finally, the applicant must demonstrate that it will satisfactorily address socio-economic concerns and any other public interest issues raised by the application.

If the Board finds that all of the above concerns are satisfactorily addressed by the applicant, the Board may issue a certificate approving the facilities, subject to Governor in Council approval. The Board may then hold a detailed route hearing which provides persons whose lands may be affected with an opportunity to present their views to the Board before a final detailed route is approved.

The Board is also responsible for ensuring that pipelines are operated in accordance with the public interest. To ensure safe and efficient pipeline operations, the Board carries out inspection programs and conducts

1. Currently, only four gas pipeline companies are actively considered to be class one companies. These are Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Foothills), Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM), TransCanada PipeLines Limited (TCPL) and Westcoast Energy Inc. (Westcoast). Although Alberta Natural Gas Company Ltd. is considered to be a class one company, its tolls are currently regulated on a complaints basis.
2. For a further discussion of some of the Board's recent decisions with respect to the terms of access to TCPL, see pages 22-24.

investigations of pipeline system performance. In addition, the Board audits pipelines' operating and maintenance procedures to ensure that appropriate steps are being taken to ensure adequate environmental protection on an ongoing basis. Finally, the Board may monitor any socio-economic action plans to which a pipeline company may have committed itself at the time the Board approved the construction of new facilities.

Provincial Government Regulation of the Distribution of Natural Gas

Provincial governments, including governments of the producing provinces, regulate the distribution and sale of natural gas within their jurisdiction. Each province has created its own mechanisms for regulation but, in most cases, regulation is effected through a quasi-judicial regulatory board. The primary regulatory activities are similar to the regulatory responsibilities of the NEB with respect to interprovincial and international pipelines in that the provinces approve the rates charged to end-users by the local distribution companies and regulate the construction and operation of gas facilities under their jurisdiction. In addition, the provinces are responsible for granting franchises to local distribution companies and for licensing gas brokers.

The issues addressed at public hearings into rates charged by local distribution companies can generally be divided into four components: tariff matters, toll design issues, cost of service matters (including the approval of gas purchase costs), and the allocation of costs to different customer classes.

Tariff matters include the terms and conditions of access. Since the introduction of direct sales in interprovincial markets, all gas consuming provinces have implemented legislation requiring distributors to carry gas for third parties. However, the specific terms under which access must be provided are not uniform accross the provinces.

Toll design issues include questions such as whether separate rates should be charged for storage, load-balancing and backstopping services provided to end-users by distributors or whether these charges should be "bundled" together into one rate.

Cost of service issues have recently focussed upon approval of distributors' gas purchase costs. Prior to 1 November 1985, prices for interprovincially traded gas were regulated and distributors had little flexibility in adopting gas purchase strategies. Since the implementation of the 1985 Gas Agreement, distributors have been free to negotiate prices with producers for all incremental purchases of gas and for volumes under their long term sales contracts. However, distributors have argued that they have not been able to displace their existing sales obligations to WGML with other sources of supply (see discussion on pages 23-24).

The allocation of a distribution company's costs to different customer classes is often an issue at provincial rate hearings because this allocation determines the relative rates to be charged to industrial, commercial and residential end-users. In Ontario, there has recently been some re-allocation of distributors' gas distribution costs away from the industrial class to the commercial and residential classes. This was done to remove previous cross-subsidization of commercial and residential end-users by industrial end-users. More significantly, as a result of negotiations over gas prices for volumes under long term sales contracts, gas purchase costs have recently fallen more rapidly for the

industrial class than for either the commercial or residential classes. Hence, approval of gas purchase costs and the allocation of these costs has become a controversial issue at provincial rate hearings.[1]

In the context of facilities jurisdiction, the provinces have implemented approval processes which essentially parallel those of the NEB at the national level. Distribution companies wishing to construct new facilities must satisfy the regulatory agency as to the need for such facilities and the cost and suitability of the design, and must satisfactorily address any safety and environmental concerns.[2]

Federal Licensing of Natural Gas Imports and Exports

The Board authorizes licences and orders for imports of natural gas. To date, all applications for such authorization have been uncontroversial and have been issued without a public hearing.

The NEB's procedures for licensing long term volumes of exports from Canada are described in the introduction. Applications for exports for a term of less than two years are approved via the issuance of a Board order and do not require a public hearing.

Federal policy with respect to natural gas export prices has varied over the years. Prior to 1975, export prices were freely negotiated between buyers and sellers, although they were subject to approval by the NEB. From 1975 to 1984, export prices were set directly by the federal government. In November 1984, the federal government revised its export pricing policy to allow gas exports at negotiated prices subject to certain criteria, the key one being that the export price was not to be less than the wholesale price of natural gas at the Toronto city gate for gas sold under similar terms and conditions.[3]

Until 31 October 1986, the Board was responsible for granting prior approval of the price provisions in gas export contracts. However, the signatory parties to the 1985 Gas Agreement recognized that in a market-oriented regime prices must be free to vary according to market conditions and that, with many buyers and sellers, a multitude of prices is likely to exist at any point in time. They agreed that prior approval of export prices would be incompatible with such a market environment and, as of 1 November 1986, the Board's approval process was replaced by an after-the-fact monitoring process administered by a joint federal/provincial committee.[4]

---

1. Recent provincial decisions on toll and tariff issues are discussed on pages 24-29.
2. An interesting issue that has arisen since the implementation of the Agreement on Natural Gas Markets and Prices is the question of whether or not end-users should be allowed to construct facilities which would connect them directly to TCPL, thereby allowing them to "bypass" the local distribution company.
3. In October 1985 the Toronto floor price was replaced with a system of regional floor prices.
4. For a review of the recent reports of this committee, see pages 31-34.

Major U.S. Pipelines Directly Connected to Canadian Pipelines

Company	Open Access	% Share of Can. Exports[1]
PGT	No	42
Northern Border	Yes	25
Great Lakes	No	13
Northwest	Yes	11
Midwestern	No	5
Tennessee	Yes	3
Montana Power	No	1
Panhandle Eastern PipeLine Co.	Yes	*

Major U.S. Pipelines Indirectly Connected To Canadian Pipelines

Company	Open Access	% Share[2]
Natural Gas Pipeline of America	Yes	6
ANR Pipeline Co.	Yes	5
Texas Eastern Trans. Corp.	No	4
Transcontinental Gas Pipe Line	Yes	4
Northern Natural Gas Co.	Yes	4
Texas Gas Transmission Corp.	Yes	4
El Paso Natural Gas	No	4
Southern California Gas	No	3
Columbia Gas Trans.	Yes	3
United Gas Pipeline Company	Yes	2
Trunkline Gas Co.	Yes	2
Colorado Interstate Gas Co.	Yes	2
Southern Natural Gas Co.	Yes	1
Transwestern Pipeline Co.	Yes	1
Williams Natural Gas Co.	Yes	1
Consolidated Gas	Yes	1

* Less than 1 percent

1 Based on volume throughput from 1 Nov. 1987 to 31 August 1988.

2 Ranking based on volume of total gas transported in 1987.

Apppendix C

Glossary of Terms and Definitions

Back-Stopping	**A service whereby backup supplies are provided in the event that a customer's gas fails to be delivered to the distributor.**
Beyond Economic Reach Reserves	**Established reserves, which because of size, location or composition are not considered economically viable at the present time.**
Broker	**A gas broker is an entity other than an LDC that brings together buyers and sellers of gas and may or may not take title to the gas. Thus the broker acts as an agent or consultant.**
Commodity Charge	**A commodity charge is a charge payable by a gas purchaser in a sales contract for each unit of gas purchased. The unit charge generally covers the commodity component of the applicable pipeline toll and the cost of gas, and may include a portion of the fixed costs of the seller.**
Bundled Rate	**A single charge that covers a number of services provided by a pipeline or distributor. Examples of such services are gas sales, transportation, storage and load-balancing.**
Buy/Sell	**In this arrangement, the end-user purchases its own supply of gas and arranges for transportation, generally to the distributor's delivery point. The distributor purchases the gas and commingles it with the balance of its supplies, and then sells gas to the end-user as a sales customer under the appropriate rate schedule.**
Bypass	**Bypass involves the total avoidance of the LDC's system for the transportation of gas.**
Competitive Marketing Program (CMP)	**A mechanism by which WGLM has provided specific discounts to individual end-users of gas. Generally the distributor sells to the end-user under the approved sales rate schedule. The distributor advises the pipeline of volumes sold each month. The pipeline rebates to the distributor the agreed upon discount for the preceding month's volumes and the distributor flows the rebate through to the end-user. (WGML replaced CMPs with SGRs on: January 1988.)**

Consuming Provinces	**Those provinces of Canada which consume more natural gas than they produce - Manitoba, Ontario and Quebec.**
Core Market	**Generally that part of the gas market that does not possess fuel switching capability; typically, residential, commercial and small industrial users.**
Demand Charge	**A demand charge is a fixed, usually monthly obligation of a gas purchaser in a sales contract. It may cover some or all of a seller's fixed costs and is payable regardless of volumes actually taken.**
Direct Sale or Direct Purchase	**Natural gas supply purchase arrangements transacted directly between producers or brokers and end-users at negotiated prices.**
Displacement Volume	**A direct purchase volume is a displacement volume when, assuming the absence of such direct purchase, the LDC could supply the account on a firm contract basis without itself contracting for additional firm volumes to accommodate the demand.**
Economic Regulatory Administration U.S. (ERA)	**The ERA, under the direction of the Secretary of Energy, is responsible for approving exports and imports of gas from and into the U.S.**
Established Reserves	**Those reserves recoverable under current technology and present and anticipated economic conditions, specifically proved by drilling, testing or production, plus that judgment portion of contiguous recoverable reserves that is interpreted to exist, from geological, geophysical or similar information, with reasonable certainty.**
Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	**The FERC is responsible for the regulation of all inter-state trade in gas in the U.S. It regulates the tolls and tariffs of interstate pipelines, approves the construction of new facilities and administers prices for some U.S. gas which is still subject to price controls.**
Firm Service	**A relatively higher priced service for a continuous supply of gas, without curtailment except under extraordinary circumstances.**
Fuel Switching Capability	**A customer's ability to use two fuels.**

Heavy Fuel Oil	In this report the term heavy fuel oil is used to include bunker fuel oils (No. 5 and No. 6 fuel oils) and industrial fuel oil (No. 4 fuel oil).
Infill Drilling	The process of drilling additional wells within the defined pool outline of a natural gas or oil pool.
Initial Established Reserves	Established reserves prior to the deduction of any production.
Interruptible Customer	A customer whose gas service is subject to curtailment for either capacity and/or supply reasons, at the option of the pipeline company or LDC.
Interruptible T-Service	An interruptible gas transportation service provided under contract for gas which is not owned by the pipeline company. The interruption is at the option of the pipeline company or distributor.
Load Balancing	The balancing of gas supply to meet demand by using storage and other peak supply sources, curtailment of interruptible sales, and diversions from one delivery point to another.
LDC	A local distribution company.
Load Factor	The ratio of the average load over a designated period of time to the contracted maximum load, expressed in percent.
Non-System Producers	Gas producers other than those contracted to supply a pipeline.
Open Access	The non-discriminatory access to transportation services.
Operating Demand Volumes	Volumes specified in a distributor's CD contracts with a pipeline less the volumes deemed to have been displaced by direct sales, as determined under the NEB's rules established for defining displacement volumes.
Peak Demand	The maximum amount of gas required by a customer or LDC over a short period of time (typically one day).

Producing Provinces	**Those provinces of Canada which annually produce more natural gas than they consume - British Columbia, Alberta, and Saskatchewan.**
Productive Capacity	**The estimated rate at which natural gas can be produced from a well, pool or other entity, unrestricted by demand, having regard to reservoir characteristics, economic considerations, regulatory limitations, the feasibility of infill drilling and/or additional production facilities, the existence of gathering, processing and transmission facilities, and potential losses due to mechanical breakdown.**
Remaining Established Reserves	**Initial established reserves less cumulative production.**
Reprocessing Shrinkage	**That quantity of natural gas removed from main gas transmission systems at straddle plants and coverted to NGL, expressed in either volume or energy units.**
Reserves Additions	**Incremental changes to established reserves resulting from the discovery of new pools and reserves appreciation.**
Reserves To Production Ratio	**Remaining reserves divided by annual production.**
Self-Displacement	**The purchase of gas by an LDC to displace gas it would otherwise obtain under its contracts with TCPL.**
System Gas Resales (SGRs)	**A form of buy/sell arrangement wherein the end-user purchases gas from WGML immediately east of the Alberta Border at a discounted price, then resells the gas to TCPL at the Alberta border at the average cost of gas to the distributor. The distributor then sells the gas to the end-users under its normal rate schedule.**
System Gas Sales	**Gas sold by pipeline companies or their affiliates, eg. WGML's sales.**
Take-or-Pay Provision	**A clause or provision in a contract requiring that gas contracted for, but not taken, will be paid for.**
Unbundled Rate	**A rate for an individual, separate service offered by a pipeline or distributor.**

Apppendix D

Additional Footnotes to Figures

Figure 2.4 Combined Canada and United States Productive Capacity vs Demand

1. The figure shows total U.S. and Canadian gas productive capacity and consumption on an annual basis.

2. U.S. productive capacity is based on estimates in "Planning and Analysis, Issues", American Gas Association (AGA), 13 July 1987. Canadian productive capacity is based on estimates by Board staff. Total productive capacity is the sum of the estimates for Canada and the U.S. As there are differences in the way in which the Board and the AGA estimate productive capacity, the joint total must be considered to be an approximation only.

3. Demand is based on actual gas consumption.

Figure 3.1 "Alberta Field Prices"

1. Data adapted from "Canadian Natural Gas Focus", Volume 2, Issue 3, September 1988; published by Brent Friedenberg Associates Ltd., Calgary, Alberta; Table 1, page 11.

2. The data represent average monthly field prices paid to system producers by WGML before deduction of any applicable TOPGAS charges. Although some of WGML's sales are exports, most are domestic sales and hence the data are representative of system gas sales in interprovincial markets.

3. The data on direct sales prices are based on a survey of direct shippers. The prices are indicative of prices in firm short term direct sales contracts in intra-Alberta and interprovincial markets.

Figure 3.3 "Domestic and Export Prices - Alberta Border"

1. Data based on "Natural Gas Price Monitoring Report"; Reports No. 1, No. 2, and No. 3, published by the Minister of Energy, Mines and Resources Canada. All data are based on volume-weighted monthly average prices.

2. Firm sales refer to long term sales typically under 15-year sales contracts.

3. Interruptible sales refer to gas flowing under interruptible service contracts and for which the gas price is usually determined on a monthly spot market basis.

Figure 3.4 "Domestic and Export Prices - B.C. Border"

1. Data based on "Natural Gas Price Monitoring Report", Reports No. 1, No. 2, and No. 3, published by the Minister of Energy, Mines and Resources Canada. All data are based on volume-weighted monthly average prices.

2. Interruptible sales refer to gas flowing under interruptible service contracts and for which the gas price is usually determined on a monthly spot market basis.

Figure 5.1 "Major Gas Pipeline Systems"

1. Annual pipeline capacities are estimates by Board staff based on information in facilities applications and throughput reports filed with the Board. To assess a pipeline's capacity, many factors must be considered, including differences in seasonal and peak day capacities. The annual capacities shown must be considered as illustrative only.

Figures 5.2, 5.3, and 5.4 "Pipeline Capacity Utilization" (Same footnotes for each graph)

1. Pipeline capacity utilization is based on annual averages. However, throughputs vary greatly by month and the annual averages shown in the figures mask the fact that the pipeline is being used at or near full capacity during the winter peak months.

2. Pipeline capacities are based on estimates by Board staff.

3. Throughputs for the years 1979-1987 are actuals. The throughputs shown for 1988 and 1989 are estimates by Board staff.

office national de l'énergie

Évaluation du marché du gaz naturel

Octobre 1988

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N°. du Cat. NE 23-27/1988 F
ISBN 0-662-95222-7

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

This report is published separately
in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Dans une décision datée de juillet 1987, l'Office national de l'énergie a adopté la "méthode de calcul des excédents axée sur les conditions du marché"afin d'assurer que le gaz naturel faisant l'objet d'une licence d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Dans le cadre de cette méthode, l'Office s'engage à surveiller le marché du gaz naturel afin d'être au courant de toute difficulté d'ajustement aux changements dans l'offre et la demande de gaz naturel que les Canadiens pourraient connaître.

L'Office a indiqué qu'il continuerait de publier son rapport biennal sur les perspectives à long terme de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. Il a également annoncé qu'il ferait état périodiquement du fonctionnement du marché du gaz naturel, notamment des perspectives à court terme de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada.

Le premier rapport à court terme, intitulé Évaluation du marché du gaz naturel, comporte deux objectifs. Le premier est de produire un examen du fonctionnement du marché du gaz naturel au Canada et une évaluation de la performance du marché en ce qui a trait à la satisfaction des besoins canadiens depuis la mise en oeuvre du régime d'établissement des prix négociés librement. Le deuxième objectif est de fournir une évaluation des perspectives à court terme dans l'offre et la demande de gaz naturel au Canada, y compris une évaluation de la capacité pipelinière disponible.

Le présent rapport diffère de l'étude biennale de l'Office intitulée L'énergie au Canada - Offre et demande, en ce sens qu'il traite essentiellement et exhaustivement du gaz naturel et qu'il comporte une analyse à court terme au lieu de prévisions à long terme.

Un "résumé" n'est pas fourni avec le rapport. Nous suggérons aux lecteurs désireux d'obtenir un survol du rapport de lire l'introduction (chapitre 1) et la conclusion (chapitre 6). Un résumé clôt également les chapitres 3, 4 et 5 du rapport.

Le rapport a été élaboré par le personnel de l'Office. Toutes les interprétations, les conclusions et les prévisions sont celles du personnel de l'Office et ne sauraient porter préjudice aux décisions que rendra l'Office au sujet de toute demande future d'exportation ou de construction d'installations ou de toute autre question soulevée devant l'Office.

Table des matières

Chapitre 1
Introduction..... 1

Chapitre 2
Origines de l'Entente sur le gaz naturel de 1985..... 3

Chapitre 3
Structure et fonctionnement du marché du gaz naturel au Canada..... 12

Chapitre 4
Évaluation à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz au Canada..... 40

Chapitre 5
Capacité pipelinière disponible pour les marchés intérieur et d'exportation..... 60

Chapitre 6
Conclusions..... 70

Annexe A
Réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada..... 73

Annexe B
Principaux pipelines américains directement raccordés aux pipelines canadiens..... 80

Annexe C
Glossaire..... 81

Annexe D
Notes additionnelles au bas des figures..... 86

Liste des Figures

		page
2.1	Écoulement du gaz naturel 1987	4
2.2	Croissance de la demande de gaz Canada et États-Unis	6
2.3	Part du gaz naturel dans la demande totale d'énergie primaire - Canada et États-Unis	7
2.4	Capacité de production et demande combinées du Canada et des États-Unis	8
3.1	Prix au gisement en Alberta - ventes de gaz du réseau de WGML et ventes directes	13
3.2	Ventes directes et achats/ventes	15
3.3	Prix moyens intérieurs et à l'exportation à la frontière de l'Alberta	36
3.4	Prix moyens intérieurs et à l'exportation à la frontière de la Colombie-Britannique	37
4.1	Capacité de production et demande - Canada	40
4.2	Capacité de production et demande - États-Unis	41
4.3	Demande de gaz naturel au Canada - consommation par secteur et par région (1987)	42
4.4	Demande de gaz naturel au Canada - résultats récents et perspectives à court terme	45
4.5	Volumes exportés par rapport au prix moyen à l'exportation à la frontière, au prix moyen à la tête de puits aux États-Unis	47
4.6	Total des revenus à l'exportation	48
4.7	Structure des ventes à l'exportation	49
4.8	Structure des contrats à l'exportation	49
4.9	Exportations de gaz naturel par région et par marché	50
4.10	Destinations des exportations canadiennes vers les marchés régionaux des États-Unis	51
4.11	Réserves restantes/production de gaz naturel Ouest Canadien	54
4.12	Capacité de production - Canada	55
4.13	Capacité de production et demande Alberta et est de l'Alberta	57
4.14	Capacité de production et demande Colombie-Britannique	58
4.15	Capacité de production et demande (jour de pointe)	58
5.1	Grands réseaux de gazoducs	61
5.2	Utilisation de la capacité pipelinière Westcoast	62
5.3a)	Utilisation de la capacité pipelinière Alberta Natural Gas	64
b)	Utilisation de la capacité pipelinière Tronçon est de Foothills	64
5.4a)	Utilisation de la capacité pipelinière Tronçon ouest de TCPL	65
b)	Utilisation de la capacité pipelinière Tronçon central de TCPL/Great Lakes	66

Liste des tableaux apparaissant le texte

page

3.1 Service de transport garanti à court terme assuré par TCPL 12
3.2 Réserves de gaz sous contrat et libres de contrats 17
3.3 Ventes directes sur les marchés intraprovinciaux 33
3.4 Ventes intérieures et livraisons de gaz de TCPL 33

4.1 Demande primaire de gaz naturel au Canada 46
4.2 Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions classiques 53
4.3 Prévisions de la capacité de production et de la demande 59

5.1 Taux d'utilisation de la capacité pipelinière en janvier et février 60
5.2 Capacité de stockage au Canada 67

Chapitre 1

Introduction

Le 31 octobre 1985, les gouvernements du Canada, de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan ont signé une Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel en vue de stimuler l'essor d'un régime de tarification axé sur les conditions du marché au Canada. Ainsi, les consommateurs de gaz auraient la latitude de traiter directement avec les producteurs à des prix établis par voie de négociations (ventes directes). L'Entente faciliterait l'accès aux approvisionnements pour les utilisateurs canadiens et l'accès au marché pour les producteurs canadiens; en même temps, les besoins en gaz raisonnablement prévisibles au Canada seraient protégés.

Depuis l'entrée en vigueur de l'Entente le 1er novembre 1985, l'Office national de l'énergie ("l'Office") a révisé et modifié deux fois sa méthode de calcul des excédents de gaz. Dans sa décision la plus récente, il a noté que d'après la politique énergétique actuelle, ce sont les forces du marché qui doivent déterminer l'offre, la demande et le prix du gaz naturel. Dans ces circonstances, il a décidé d'harmoniser sa méthode de calcul des excédents avec le régime de tarification axé sur le marché.

Ainsi, l'Office a abandonné ses formules quantitatives en faveur d'une méthode mixte de délivrance de licences d'exportation de gaz naturel à long terme, méthode comportant un volet d'audience et un volet de surveillance. Il s'agit de la "méthode axée sur les conditions du marché".

Dans le cadre des audiences publiques, la méthode de calcul axée sur les conditions du marché comporte trois éléments:[1]

1) Méthode d'intervention en fonction des plaintes - l'Office étudiera les plaintes selon lesquelles les consommateurs canadiens ne peuvent obtenir des approvisionnements additionnels en gaz selon des modalités semblables à celles du projet d'exportation, y compris le prix. Si l'Office juge une plainte fondée, il peut rejeter la demande d'exportation ou reporter sa décision jusqu'à ce qu'il y ait eu l'occasion de corriger la situation.

2) Évaluation de l'incidence des exportations - l'Office exigera que les demandeurs de licences d'exportation déposent une évaluation de l'incidence des exportations lui permettant de déterminer si les exportations envisagées risquent d'empêcher les Canadiens de satisfaire à leurs besoins énergétiques aux prix justes du marché.

3) Établissement de la conformité à l'intérêt public - comme l'exige l'article 83 de la Loi, l'Office continuera de tenir compte de tous les autres facteurs jugés pertinents pour déterminer si les projets d'exportations sont conformes à l'intérêt public national.[2]

Le processus de surveillance comporte deux éléments. En premier lieu, l'Office continuera de publier, à des intervalles d'environ deux ans, un rapport sur l'offre et la demande dans lequel sont examinées les perspectives à long terme des besoins et des approvisionnements énergétiques au Canada. Le rapport fournira à l'Office et au public une indication des perspectives à long terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz au Canada.[3]

En second lieu, le personnel de l'Office publiera de temps à autre une évaluation à court terme du marché du gaz naturel au

1. La méthode actuelle de calcul des excédents de l'Office est décrite en détail dans le chapitre 4 des Motifs de décision relative à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel, juillet 1987.
2. Adaptation du communiqué de l'ONE en date du 9 septembre 1987, intitulé "L'ONE adopte une nouvelle méthode de calcul des excédents de gaz naturel".
3. La plus récente évaluation de l'offre et de la demande à long terme rédigée par l'Office a été rendue publique le 7 décembre 1988.

Canada. Le présent document constitue le premier de ces rapports.

Ce premier rapport comporte trois objectifs.

1) Le premier est d'évaluer la structure et le fonctionnement du marché du gaz naturel au Canada depuis l'entrée en vigueur de la politique de tarification axée sur les conditions du marché. En abandonnant ses formules quantitatives de calcul des excédents, l'Office a décidé que les Canadiens devaient pouvoir satisfaire à leurs besoins en gaz grâce à des contrats privés. Toutefois, compte tenu du fait que le Canada n'avait acquis pratiquement aucune expérience des ventes directes sur le marché du gaz naturel, d'aucuns se sont demandé si les besoins des Canadiens seraient convenablement protégés dans le cadre de contrats conclus d'après les conditions du marché. Par conséquent, l'Office a jugé approprié de surveiller le fonctionnement du marché et de rendre compte de ses conclusions périodiquement.

2) Un deuxième objectif est de décrire les dispositions commerciales et réglementaires qui régissent actuellement les modalités d'acheminement du gaz naturel à partir de la tête du puits jusqu'au consommateur. Au cours des trois dernières années, les changements qui se sont produits dans l'industrie ont été suffisamment importants pour justifier la production d'un aperçu à ce moment-ci.

3) Le troisième objectif du rapport est de fournir les perspectives à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel au Canada. Les lecteurs pourront ainsi avoir une indication de l'évolution éventuelle du marché à court terme.

Structure du rapport

Le chapitre 2 examine brièvement les faits antérieurs à l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz de 1985. Les lecteurs avertis peuvent vouloir passer directement au chapitre 3.

Le chapitre 3 traite des deux premiers objectifs du rapport. On y trouve un examen de la structure et du fonctionnement du marché du gaz naturel au Canada, particulièrement durant les deux dernières années, c'est-à-dire pendant la période où les ventes directes de gaz se sont généralisées. On y examine le fonctionnement du marché à partir de la tête du puits jusqu'à la pointe du brûleur. Le chapitre se termine par une évaluation du fonctionnement du marché intérieur canadien.

Les chapitres 4 et 5 traitent du troisième objectif du rapport. Le chapitre 4 fournit un examen et les perspectives à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel sur le marché canadien. On y examine séparément la demande de gaz intérieure et la demande à l'exportation, puis on évalue la capacité de production. Le chapitre se termine par une évaluation des perspectives d'un équilibre entre l'offre et la demande sur le marché intérieur en 1989.

Le chapitre 5 comporte une évaluation de la capacité pipelinière disponible par rapport aux prévisions de débit pour 1989.

Les conclusions clés du rapport sont résumées au chapitre 6.

En outre, l'annexe A résume l'état actuel de la réglementation du gaz naturel au Canada.

Chapitre **2**

Origines de l'Entente sur le gaz naturel de 1985

La majeure partie du gaz naturel consommé au Canada est produit dans l'Ouest, en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. La collecte du gaz produit en Colombie-Britannique et son transport vers les clients provinciaux et étrangers se font par les installations de Westcoast Energy Inc. (Westcoast)[1]. La collecte du gaz de l'Alberta et son transport vers les clients provinciaux, interprovinciaux et étrangers se font par le réseau de Nova, an Alberta Corporation (NOVA). La collecte du gaz de la Saskatchewan et son transport vers les clients provinciaux, interprovinciaux et étrangers se font par les installations de TransGas Corporation (TransGas)[2]. Le gaz de l'Alberta et de la Saskatchewan est acheminé vers les marchés de l'est du Canada et étrangers par les installations du réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). Les champs de gaz naturel de la Colombie-Britannique ne sont pas encore raccordés au réseau de NOVA et la production de ces champs ne peut être livrée dans l'est du Canada par le réseau de TCPL.[3] Des ventes directes de gaz de la Colombie-Britannique ont été faites sur les marchés de l'est du Canada grâce à des contrats d'échange conclus avec les expéditeurs de gaz de l'Alberta.

Environ les deux tiers de la production de gaz au Canada approvisionne les marchés intérieurs, et près d'un tiers est exporté vers les États-Unis. La figure 2.1 illustre les destinations du gaz naturel canadien en 1987.

De 1958, année de démarrage de son exploitation, jusqu'au 1er novembre 1985, TCPL était essentiellement l'unique acheteur et transporteur de gaz sur les marchés canadiens à l'est de l'Alberta.[4] TCPL achetait le gaz des producteurs albertains en vertu de contrats d'achat à long terme et le revendait à des sociétés de distribution locale en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec en vertu de contrats de vente à long terme.

Les contrats qui permettaient à TCPL de fonctionner à titre de pipelinière vendeuse étaient tout à fait raisonnables dans les années 60 et au début des années 70. Les producteurs de gaz se concentraient sur l'exploration et sur la construction d'installations de traitement et de collecte. Les sociétés de distribution de l'est du Canada se concentraient sur le développement de leurs réseaux et sur la vente du gaz naturel aux utilisateurs ultimes; elles n'avaient pas à passer des contrats de gaz avec une multitude de producteurs.

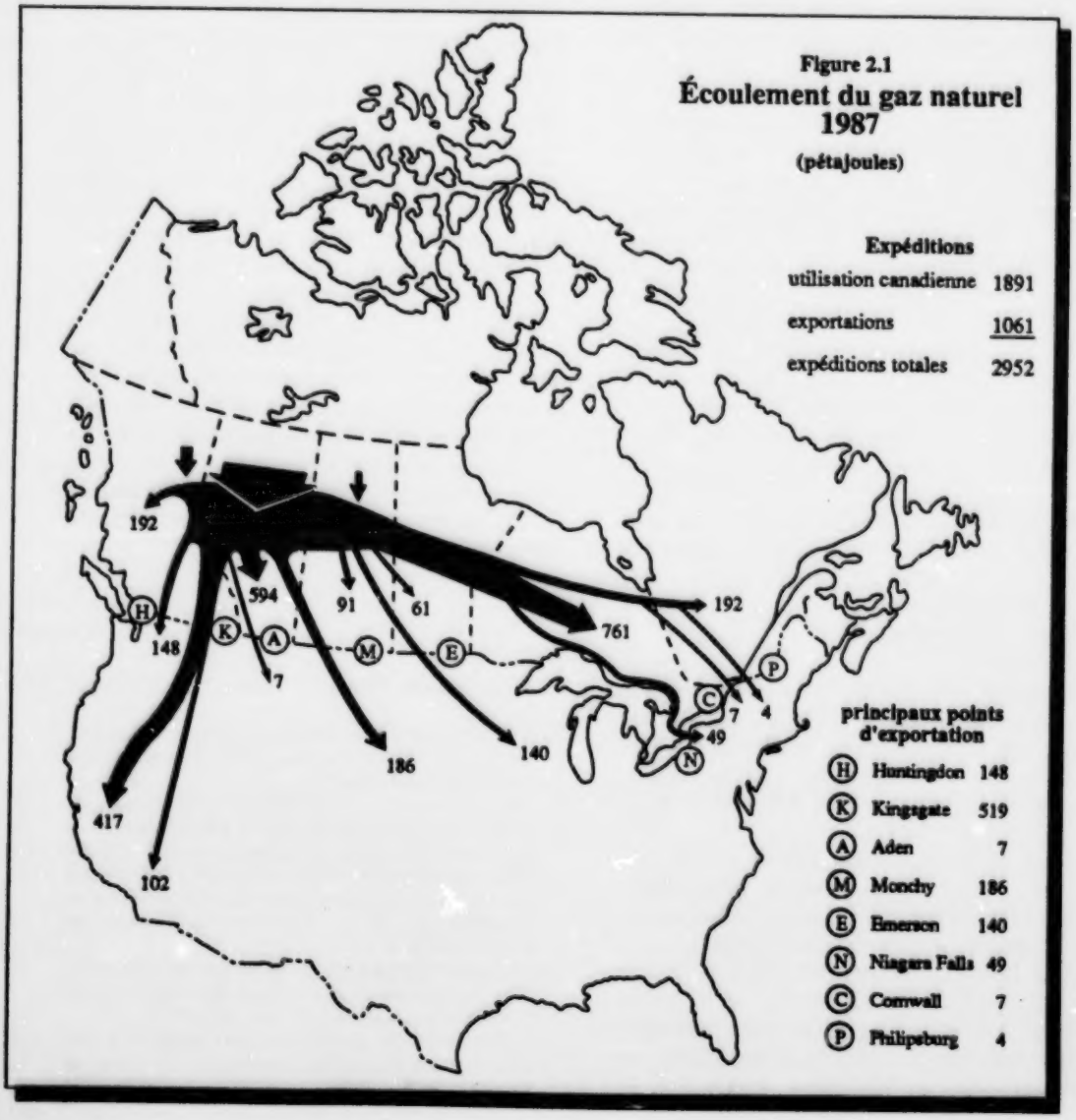
La crise pétrolière de 1973 a presque fait quadruplé le prix mondial du pétrole brut, ce qui a exercé des pressions à la hausse sur les prix exigés pour toutes les sources d'énergie, y compris le gaz naturel. Avant 1973, le prix du gaz naturel dans le commerce interprovincial était établi par voie de négociations entre les producteurs et TCPL. Toutefois, la flambée des prix de l'énergie a amené le gou-

1. Anciennement Westcoast Transmission Company Ltd.
2. Saskatchewan Power Corporation (SPC), société provinciale de la Couronne, était auparavant chargée de transporter et de distribuer l'électricité et le gaz en Saskatchewan. Le 1er juin 1988, le gouvernement de la Saskatchewan a constitué une nouvelle société de la Couronne, SaskEnergy Corporation, qui est entièrement chargée de transporter et distribuer le gaz naturel en Saskatchewan grâce à ses deux filiales en propriété exclusive, TransGas Corporation et Provincial Gas Ltd.
3. Des plans ont été élaborés en vue de raccorder sous peu les champs de gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique au réseau de NOVA.
4. À l'exception de quelques ventes directes à Gaz Métropolitain inc. au Québec et à Simplot Chemical Company au Manitoba.

Figure 2.1

Écoulement du gaz naturel 1987

(pétajoules)



vernement à intervenir dans la tarification du gaz naturel au Canada.

Le gouvernement fédéral de l'époque a opté pour une politique visant à protéger les consommateurs de pétrole canadiens contre le plein impact des hausses des prix mondiaux. Au même moment, le gouvernement albertain et les producteurs de gaz naturel de l'Alberta désiraient obtenir des prix comparables à ceux des combustibles concurrents, y compris les prix exigés sur le marché du gaz aux États-Unis. Les négociations entre les deux gouvernements ont abouti à la première Entente portant sur la tarification du gaz conclue entre les gouvernements fédéral et de l'Alberta, entrée en vigueur le 1er novembre 1975. De 1975 à 1985, le prix du gaz naturel de l'Alberta vendu dans le commerce interprovincial était réglementé par le gouvernement fédéral en vertu de la Loi sur l'administration du pétrole (renommée par la suite la Loi sur l'administration de l'énergie) à des niveaux convenus par les gouvernements du Canada et de l'Alberta. Les prix du gaz naturel produit et consommé dans les provinces productrices étaient fixés par les provinces.

Suite à la crise pétrolière de 1973, le Canada et les États-Unis craignaient, à long terme, une pénurie d'énergie. Les sociétés de distribution de gaz ont incité les pipelinières à s'assurer par contrat des fournitures de gaz naturel, et de nombreuses pipelinières, notamment TCPL, ont conclu avec leurs producteurs des nouveaux contrats d'achat à long terme. Afin d'inciter les producteurs à découvrir davantage de réserves, la plupart de ces contrats comportaient des clauses forfaitaires en vertu desquelles les pipelinières convenaient de prendre certains volumes annuels minimaux de gaz auprès des producteurs et de payer tous les volumes de gaz non pris inférieurs à des niveaux minimaux.[1] Au Canada, les clauses de prise ferme et de facturation minimale des contrats conclus entre TCPL et les distributeurs ont été supprimées en 1976, par suite d'une décision de l'Office aux termes de laquelle tous les coûts pipeliniers fixes étaient inclus dans les frais liés à la demande exigibles par TCPL. Ultérieurement, en vertu de ces contrats, les sociétés de distribution n'étaient pas tenues de payer les volumes minimaux.

Le niveau élevé des prix réglementés et les revenus garantis par les ventes forfaitaires ont incité les producteurs canadiens et américains à augmenter leurs activités d'exploration. Au Canada, vers la fin des années 70, cela s'est traduit par d'importantes additions aux réserves prouvées de gaz. Aux États-Unis, cela a enrayé la baisse des réserves établies restantes de gaz, baisse qui s'était produite dans les 48 États (États continentaux sauf l'Alaska) depuis la fin des années 60. L'adoption, en 1978, de la Natural Gas Policy Act (NGPA) aux États-Unis, en vertu de laquelle les prix du gaz "nouveau" ont d'abord été haussés, puis ont cessé d'être contrôlés, a stimulé encore davantage l'exploration aux États-Unis.

La crise pétrolière provoquée par l'Iran en janvier 1980 s'est traduite par une autre escalade des prix de l'énergie, ce qui a de nouveau stimulé les activités d'exploration. Par conséquent, au Canada, les approvisionnements en gaz naturel ont continué d'augmenter rapidement; aux États-Unis, les réserves ont augmenté légèrement.

1. TCPL a également passé avec ses producteurs un certain nombre de contrats régionaux en vertu desquels elle s'engageait à prendre des volumes minimaux de tout le gaz découvert par les producteurs dans les régions visées par les contrats.

Comparaison de la croissance de la demande au Canada et aux États-Unis

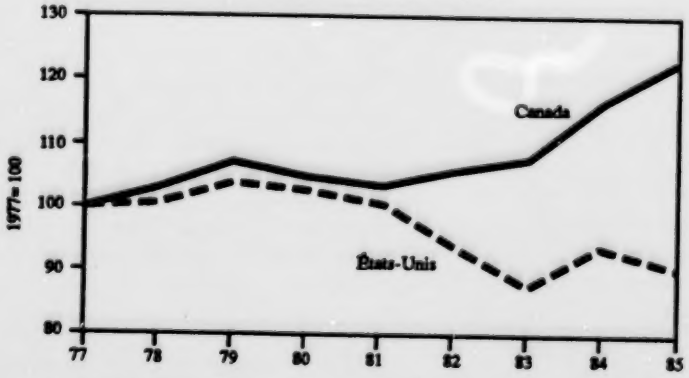
De 1977 à 1985, les courbes de croissance de la demande de gaz naturel au Canada et aux États-Unis ont été manifestement différentes. Au Canada, la demande de gaz a augmenté de 20 % alors qu'aux États-Unis, la demande intérieure a diminué de 14 % (figure 2.2). En 1977, la consommation de gaz aux États-Unis étant dix fois plus grande qu'au Canada, cela a abouti durant cette période à une baisse d'environ 11 % dans l'ensemble de la demande au Canada et aux États-Unis.

Plusieurs raisons expliquent la faiblesse relative de la demande de gaz naturel aux États-Unis.

- *L'énergie totale consommée par dollar du PNB aux États-Unis a diminué de 23 % depuis 1977.*
- *L'adoption, en 1978, de la Fuel Use Act aux États-Unis a empêché que le gaz satisfasse à une partie de la croissance dans la demande d'électricité puisque la construction de nouvelles centrales alimentées au gaz était interdite par cette loi.*
- *Au début des années 80, le gaz a perdu une part de marché en raison du manque de souplesse dans l'établissement des prix et des autres modalités de vente. L'hésitation des pipelinières à offrir à des tiers accès à leurs réseaux a encore davantage entravé la mise en marché du gaz.*

Figure 2.2

Croissance de la demande de gaz*
Canada et États-Unis



* Données provenant du U.S. Department of Energy EIA Report 0130 Natural Gas Monthly

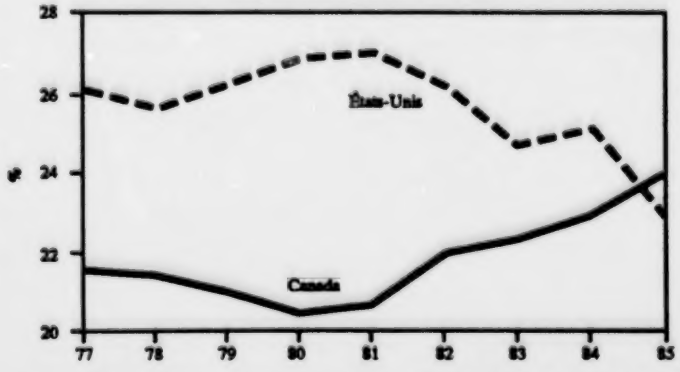
Par contre, la politique du gouvernement du Canada a stimulé la consommation du gaz naturel, car elle offrait en particulier une solution de rechange à l'importation du pétrole.

- *Les prix du gaz acheminé à l'est de l'Alberta étaient maintenus à des niveaux qui étaient avantageux par rapport aux prix du pétrole.*
- *Des programmes ont été mis en place en vue d'encourager les ménages et les milieux d'affaires à délaisser le pétrole au profit du gaz, de l'électricité ou d'autres formes d'énergie.*
- *Une aide financière a été accordée aux services publics, en vue de les inciter à s'orienter vers des nouveaux marchés, et à la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. afin qu'elle étende son service de distribution du gaz naturel de Montréal à Québec.*

Par conséquent, la part du gaz naturel dans la consommation énergétique totale au Canada est passée de 22 % en 1977 à 24 % en 1985, alors qu'elle déclinait de 26 % à 23 % aux États-Unis (figure 2.3).

Figure 2.3

Part du gaz naturel dans la demande totale d'énergie primaire* Canada et États-Unis



* Données provenant du U.S. Department of Energy EIA Report 0130 Natural Gas Monthly

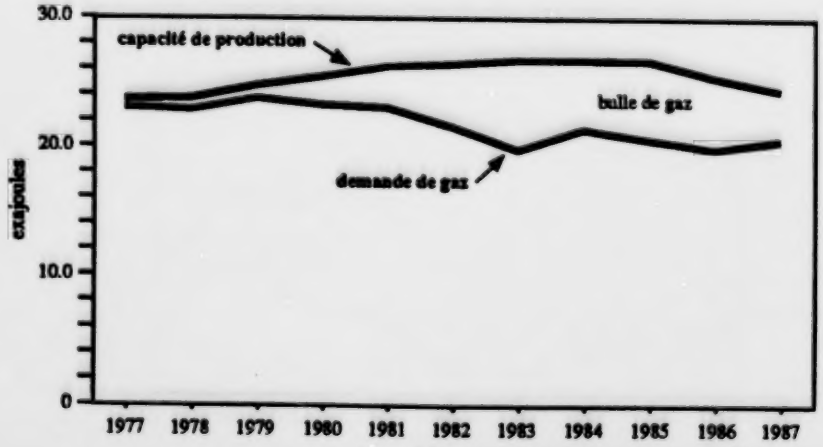
Au début des années 80, un changement important s'est amorcé dans le secteur de la consommation de l'industrie du gaz naturel en Amérique du Nord. En raison du niveau élevé des prix de l'énergie, de nombreuses industries à forte consommation d'énergie ont adopté des stratégies en vue de réduire leurs frais de consommation de combustible, notamment par la mise en place de systèmes pouvant être alimentés avec différents combustibles et par la construction d'installations de production ayant un meilleur rendement énergétique. Aux États-Unis, la Fuel Use Act (1978) interdisait en outre l'utilisation du gaz dans les chaudières industrielles et la construction de nouvelles centrales alimentées au gaz. Ces évènements, associés à la récession de 1982, se sont traduits, aux États-Unis, par une baisse considérable de la demande de gaz et, au Canada, par un ralentissement de la croissance de la demande intérieure de gaz.[1]

La baisse de la demande globale associée à la hausse de l'offre ont donné lieu à des excédents considérables de gaz sur le marché du gaz en Amérique du Nord, ce que l'on a communément appelé la "bulle de gaz" (figure 2.4).

1. Au cours de cette période, les exportations canadiennes de gaz aux États-Unis ont subi une baisse en partie attribuable à la diminution de la demande de gaz aux États-Unis. Le prix réglementé du gaz canadien, qui était élevé par rapport au coût moyen du gaz intérieur aux États-Unis et au coût des combustibles de remplacement, a également constitué un facteur important.

Figure 2.4

Capacité de production et demande combinées du Canada et des État-Unis*



* Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

Par suite de la baisse de la demande de gaz, de nombreuses pipelinières nord-américaines se sont trouvées fortement débitrices pour du gaz qu'elles étaient tenues contractuellement d'acheter, mais qu'elles ne pouvaient vendre. Ainsi, dès la fin d'octobre 1981, TCPL avait versé aux producteurs environ un milliard de dollars pour du gaz invendable. Les perspectives peu reluisantes de la demande ont obligé la plupart des pipelinières à tenter de se libérer de leurs obligations forfaitaires.

Aux États-Unis, la plupart des pipelinières ont essayé de désintéresser leurs producteurs. Aux termes d'un désintéressement, un producteur accepterait une indemnité pour libérer une pipelinière de ses obligations de prise. Cette dernière libérerait le producteur de ses obligations de livraison et le producteur serait libre d'écouler son gaz. La pipelinière déposerait alors une demande devant la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en vue d'être autorisée à inclure les coûts du désintéressement dans son coût du service.

Toutefois, en général, les producteurs ont hésité à libérer les pipelinières de leurs obligations de prise, en partie parce qu'ils avaient peu de débouchés eux-mêmes. La plupart des pipelinières américaines n'étaient pas des transporteurs par contrat et refuseraient de transporter du gaz pour des tiers, particulièrement si ces volumes se substituaient à leurs propres ventes.

Au Canada, au lieu de tenter de négocier avec ses producteurs de gaz la libération de ses obligations, TCPL et ses producteurs ont choisi de conclure des ententes nommées ententes TOPGAS. Il s'agissait de deux ententes financières conclues par TCPL, ses producteurs, TOPGAS Holdings Ltd. et TOPGAS Two Inc., deux consortiums de banques et d'institutions financières. En vertu de ces ententes, conclues en 1982 et 1983, le consortium TOPGAS endossait le passif de TCPL et avançait 2,3 milliards de dollars aux producteurs. En contrepartie, les producteurs acceptaient de réduire les prises obligatoires futures de TCPL.[1]

Les producteurs de TCPL sont tenus de livrer le gaz afin de rembourser le principal et les intérêts dus sur les avances TOPGAS. Le principal est remboursé grâce aux revenus tirés des ventes du gaz produit par chaque producteur au cours des cinq premiers mois de chaque année de production. Les intérêts sont remboursés au moyen du recouvrement par TCPL, auprès des producteurs, de frais inclus dans le coût du service de TCPL en Alberta. Ainsi, TCPL agit essentiellement à titre d'agence de recouvrement. Toutefois, elle a une dette illimitée envers le consortium TOPGAS dans le cas où les producteurs manqueraient à leurs engagements de paiement des frais financiers TOPGAS; elle peut également être tenue de verser jusqu'à 355 millions de dollars dans le cas où les producteurs n'effectueraient pas le remboursement du principal.

Même si les ententes TOPGAS ont réduit les problèmes de prises obligatoires, TCPL et ses producteurs se heurtaient toujours au problème fondamental causé par l'excédent considérable de gaz. Au Canada et aux États-Unis, de nombreux producteurs avaient contracté de grosses dettes afin de financer l'exploration et la mise en valeur de nouvelles réserves; ils étaient donc avides de

1. Les prises obligatoires de TCPL ont été suspendues pendant une période de deux ans, jusqu'au 31 octobre 1988, par suite de la mise sur pied, en octobre 1986, par Western Gas Marketing Limited et ses producteurs, d'un régime de tarification en fonction des rentrées nettes. TCPL et ses producteurs renégocient actuellement les engagements de prises obligatoires de TCPL.

changements qui leur permettraient de commercialiser ce gaz. Les producteurs canadiens désiraient particulièrement que soit amélioré l'accès au marché d'exportation américain. Dans l'intervalle, un nombre croissant d'utilisateurs ultimes sophistiqués du secteur industriel, ayant la capacité de passer d'une combustible à un autre, exigeaient des contrats plus souples, comportant des services tels que le service interruptible hors pointe à coût réduit. Toutefois, la plupart des fournisseurs de gaz ne pouvaient satisfaire à ces exigences en raison de la réglementation des prix, de l'impossibilité d'avoir accès à la capacité pipelinière et de l'existence de contrats d'achat et de vente de gaz à long terme.

Les gouvernements et les organismes de réglementation canadiens et américains ont reconnu qu'il était nécessaire de libéraliser le marché afin de mieux desservir les utilisateurs ultimes et d'encourager les fournisseurs.

Au Canada, dans l'Accord de l'Ouest du 29 mars 1985 conclu entre le gouvernement fédéral et les trois provinces productrices de l'Ouest, il a été convenu *"de la nécessité d'adopter un mécanisme de tarification plus souple et réactif au marché pour fixer les prix canadiens du gaz naturel."*[1] Cet Accord a été suivi par la conclusion, le 31 octobre 1985, de l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, ayant pour objet *"de créer un environnement propice à un tel régime, y compris une période de transition ordonnée. Le nouveau régime sera équitable pour les consommateurs et les producteurs et permettra davantage aux vendeurs et aux acheteurs de négocier librement les prix et les autres conditions."*[2]

À partir du 1er novembre 1985, les consommateurs pouvaient traiter directement avec les producteurs, à des prix négociés, afin d'obtenir de nouveaux approvisionnements en gaz ou lorsque leurs contrats existants venaient à échéance. Les distributeurs pouvaient également conclure des contrats d'achat direct, à des prix négociés, pour des volumes qui s'ajoutaient à ceux déjà visés dans les contrats existants. On s'attendait à ce qu'après une période de transition d'un an, les producteurs et les distributeurs puissent renégocier les prix convenus dans les contrats existants à compter de l'année contractuelle 1986-1987. Depuis le 1er novembre 1986, le prix du gaz dans le commerce interprovincial est établi par voie de négociations entre les acheteurs et les vendeurs.

L'Entente prévoyait également améliorer l'accès aux marchés d'exportation, principalement en assouplissant les contrôles sur les prix à l'exportation et en éliminant les limites imposées quant aux volumes de gaz exportables à court terme.[3]

Pour un grand nombre d'observateurs, l'Entente constitue un compromis entre les intérêts des provinces productrices et ceux des provinces consommatrices.[4] Les provinces productrices ont obtenu un plus grand accès aux marchés d'exportation tandis que les provinces consommatrices auraient une plus grande souplesse dans le choix des approvi-

1. Accord de l'Ouest - Entente entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique sur la tarification et la taxation du pétrole et du gaz naturel, page 3.
2. Entente entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel, article 1.
3. Un examen de la réglementation fédérale actuelle des exportations de gaz naturel figure à l'annexe A.
4. Les provinces consommatrices, soit le Manitoba, l'Ontario et le Québec, achètent pratiquement tout leur gaz naturel des provinces de l'Ouest.

sionnements. En général, on croyait que tant les producteurs que les consommateurs tireraient profit d'une plus grande souplesse du marché offerte par la mise en place d'un régime de tarification établi par voie de négociations et par les ventes directes.[1]

En résumé, l'ouverture des réseaux pipeliniers aux ventes directes est largement attribuable au fait qu'au début des années 80, il existait des excédents considérables de gaz sur le marché. Dans une telle conjoncture, les gouvernements ont convenu de la nécessité d'accroître la souplesse afin de protéger à long terme les fournisseurs et de veiller à ce que les utilisateurs de gaz puissent avoir accès à des sources d'énergie à des prix concurrentiels. Au Canada et aux États-Unis, ces objectifs apparaissaient le plus facilement réalisables si on laissait jouer les forces de la concurrence sur le marché et si les décisions étaient prises par les producteurs individuels et les utilisateurs ultimes au lieu de l'être par les gouvernements, les organismes de réglementation et les pipelinières.

1. Au moment de la mise en oeuvre au Canada de l'Entente sur le gaz naturel, la FERC tentait, aux États-Unis, d'inciter les pipelinières interétatiques à adopter des politiques de libre-accès et, par le fait même, d'encourager les ventes directes sur l'ensemble du marché américain. Un examen de l'évolution du marché américain au cours des dernières années figure à la section 4.2.

Chapitre **3**

Structure et fonctionnement du marché du gaz naturel au Canada

L'introduction des ventes directes sur le marché du gaz interprovincial, à des prix établis par voie de négociations, a profondément modifié la marche des opérations commerciales.

Avant l'entrée en vigueur de l'*Entente sur le gaz de 1985*, pratiquement tout le gaz qui était vendu sur le marché interprovincial l'était en vertu d'un nombre relativement peu élevé de contrats de vente conclus entre TCPL et les sociétés de distribution locale. Depuis le 1er novembre 1985, le nombre des ventes directes a considérablement augmenté, ainsi que le nombre d'acheteurs et de vendeurs actifs sur le marché (tableau 3.1).

Tableau 3.1
Service de transport garanti à court terme assuré par TCPL*

	31 déc. 1985	31 déc. 1986	31 déc. 1987	13 mai 1988
Nombre de contrats†	0	24	214	354
Volume total (pétajoules/an)	0	70	210	240

* Renseignements fournis par TCPL, pièce 4, annexe 7 de la réponse à la demande de renseignements de l'ONE, datée de juin 1988, dans le cadre de l'audience publique RH-1-88 pour l'examen de la demande concernant les droits de TCPL.

† Il s'agit des contrats passés entre TCPL et les expéditeurs dans le cadre du service garanti de transport par le réseau de TCPL. Chaque contrat représente une vente directe à un utilisateur ultime; toutefois, dans environ deux tiers des cas, l'expéditeur était un distributeur.

Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2, au moment où l'Entente sur le gaz a été signée en 1985, la capacité de production du gaz dépassait de beaucoup le niveau de la demande, à un prix réglementé. Dans une telle situation, l'introduction de ventes directes sur le marché interprovincial, à des prix établis par voie de négociations, a inévitablement créé des pressions à la baisse sur les prix du gaz. La chute des prix pétroliers mondiaux durant le premier trimestre de 1986 a suscité, sur le marché de l'alimentation des chaudières industrielles, une forte concurrence de la part du mazout lourd, ce qui a exercé d'autres pressions à la baisse sur les prix du gaz naturel.

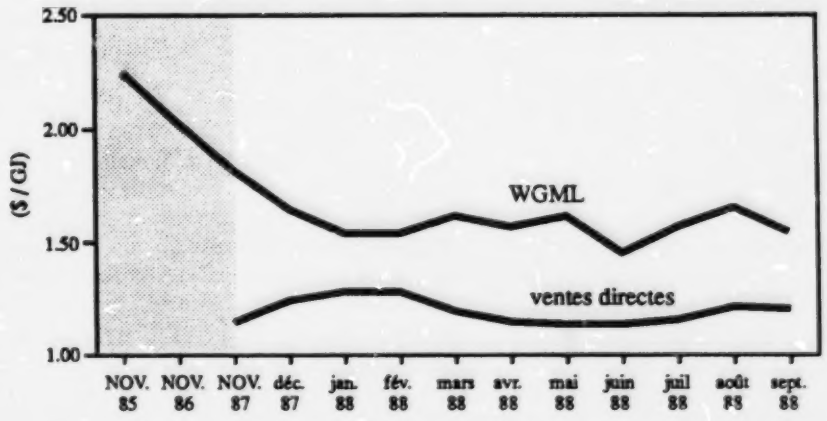
Depuis le 1er novembre 1985, les prix de vente du gaz exigés des utilisateurs ultimes industriels par Western Gas Marketing Limited (WGML) sont passés de 2,50 $ à 1,50 $ le gigajoule en raison des prix très concurrentiels offerts par les vendeurs directs et de la chute des prix pétroliers.[1] Toutefois, les prix du gaz de WGML vendu aux distributeurs, en vue d'une consommation éventuelle par les utilisateurs ultimes des secteurs résidentiel et commercial à faible consommation, n'ont chuté que d'environ 60¢ le gigajoule. Par conséquent, même s'il y a eu baisse des prix moyens au gisement exigés par WGML sur les ventes de gaz, ces prix sont toujours supérieurs d'environ 40¢ le gigajoule aux prix moyens de vente directe (Figure 3.1).

Le tableau 3.1 et la figure 3.1 résument les éléments essentiels des événements qui se sont produits sur le marché intérieur du gaz naturel au cours des trois dernières années. En premier lieu, il y a eu une hausse rapide des ventes directes, les utilisateurs ultimes ayant recherché des approvisionnements à des coûts peu élevés et les producteurs ayant tenté de vendre leurs réserves de gaz libres

1. Le 1er janvier 1986, TCPL a constitué WGML, qui est son unique mandataire chargé de l'achat et de la commercialisation du gaz, ce qui a séparé ces fonctions de celle de transporteur de gaz de la société mère.

Figure 3.1

Prix au gisement en Alberta ventes de gaz du réseau de WGML et ventes directes*



* Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

de contrats. En deuxième lieu, il y a eu une chute abrupte des prix du gaz naturel attribuable à la capacité de production excédentaire, à la concurrence que se sont faits les vendeurs de gaz et à la baisse générale des prix mondiaux de l'énergie.

Les données reflètent les récents développements sur le marché, mais non les difficultés qu'ont connues tous les participants lorsqu'ils ont dû adapter leurs opérations commerciales aux conditions du marché.

L'introduction des ventes directes à des prix négociés librement a rendu le marché plus souple, mais elle a également créé un milieu concurrentiel vigoureux, générateur de nouvelles perspectives et de nouveaux risques pour tous les participants.

L'objet du présent chapitre est d'examiner et d'évaluer la structure et le fonctionnement du nouveau marché intérieur du gaz. Pour ce faire, il est nécessaire d'étudier les ententes commerciales et les approbations réglementaires devant être mises en place pour que le gaz puisse être acheminé du producteur à l'utilisateur ultime.

Une brève revue des formules d'achat offertes aux utilisateurs ultimes sur le nouveau marché figure à la section 3.1. La section 3.2 examine la nature et l'état des contrats d'achat de gaz conclus avec les producteurs. La section 3.3 analyse le processus d'obtention des permis d'acheminement de gaz hors des provinces productrices et l'incidence des régimes provinciaux de perception de redevances sur les ventes directes. La section 3.4 examine le

processus d'obtention de l'espace pipelinier nécessaire sur les réseaux provinciaux de collecte,sur le réseau de TCPL et sur les réseaux des sociétés de distribution locale. La section 3.5 étudie les faits communs concernant les prix du gaz naturel exigés des différents utilisateurs ultimes sur les marchés canadiens et compare les prix du gaz canadien exigés sur les marchés canadien et américain. Finalement, la section 3.6 clôt le chapitre par une évaluation sommaire du fonctionnement du marché intérieur.

3.1 Formules d'achat de gaz

Avant l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz de 1985, la plupart des utilisateurs ultimes achetaient simplement leur gaz auprès de leur société de distribution locale à un taux fixe par unité de gaz acheté. Dans la majorité des cas, l'utilisateur ultime ne connaissait pas les frais distincts liés à la production du gaz, au service de transport par le réseau de TCPL, aux services de stockage ou de livraison par le réseau de distribution locale. L'introduction de ventes directes sur le marché a créé une gamme de formules d'achat pour les consommateurs de gaz.

La caractéristique saillante d'une vente directe est que la pipelinière assure un service de transport (service-T) aux parties contractantes sans être propriétaire du gaz qu'elle transporte. Dans une vente directe, l'utilisateur ultime passe un contrat d'achat de gaz avec un producteur ou le représentant du producteur.[1] L'expéditeur constitue la partie qui devient propriétaire du gaz à chaque point le long de la chaîne de transport. L'expéditeur peut être le producteur, l'utilisateur ultime, une société de distribution locale, un courtier ou un agent représentant l'utilisateur ultime.

Par exemple, un utilisateur ultime peut acheter du gaz d'un producteur de l'Alberta et, en vertu des modalités du contrat, prendre possession du gaz immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta. Dans ce cas, le producteur pourrait être chargé de prendre les dispositions nécessaires pour le transport par le réseau de NOVA et serait l'expéditeur par le réseau de NOVA. L'utilisateur ultime serait l'expéditeur utilisant le réseau de TCPL et le réseau de distribution locale.

Un contrat "achat-vente" conclu entre un utilisateur ultime et un distributeur constitue une variante à cet arrangement. Par exemple, un utilisateur ultime peut acheter du gaz d'un producteur de l'Alberta, le revendre à une société de distribution immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta et le racheter du distributeur à l'usine.[2] Le distributeur est chargé d'obtenir le service de transport par le réseau TCPL et il continue d'assurer à l'utilisateur ultime les services de stockage et d'équilibrage de l'offre, comme ce serait le cas dans le cadre d'une formule conventionnelle d'achat de gaz (figure 3.2).[3]

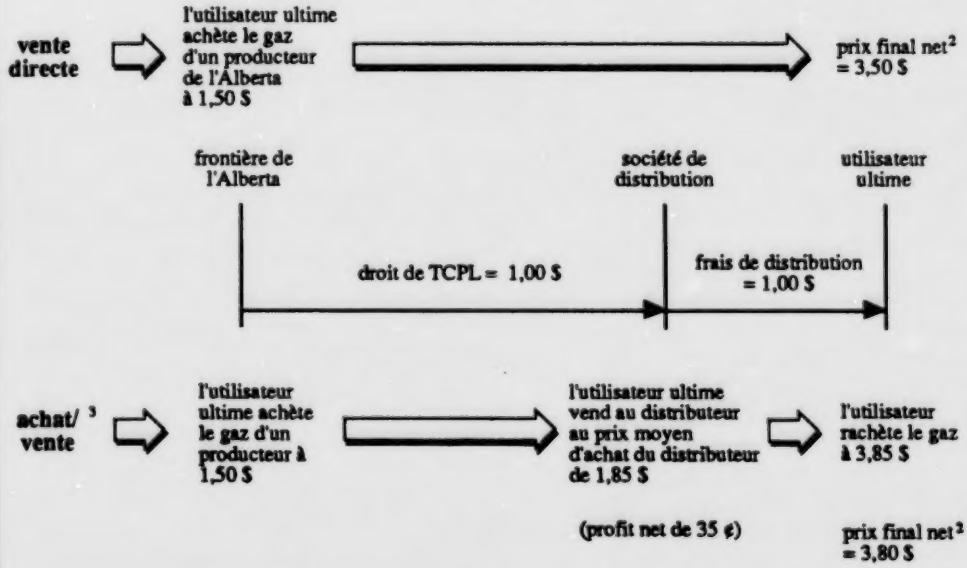
1. Normalement, une vente touche un groupe de producteurs. Toutefois, par souci de commodité, le terme "producteur" est utilisé comme représentant soit un producteur unique, soit un groupe de producteurs.
2. Un contrat achat-vente peut également être conclu avec TCPL au site de prise d'un distributeur. Dans ce cas, l'utilisateur ultime, un producteur ou un courtier serait l'expéditeur par le réseau de TCPL.
3. Les besoins journaliers en gaz d'un utilisateur ultime industriel peuvent varier grandement; il est donc difficile de faire correspondre la production journalière et la demande journalière. Par conséquent, un utilisateur ultime exige que le distributeur garde le gaz en réserve lorsque ses besoins sont inférieurs aux volumes contractuels journaliers moyens et qu'il augmente ses livraisons lorsque ses besoins les dépassent.

Le gaz du réseau correspond généralement au gaz détenu et vendu par les pipelinières, y compris WGML, l'agent de commercialisation de TCPL. Un utilisateur ultime peut acheter de sa société de distribution locale le gaz du réseau en vertu de contrats conventionnels d'achat, ou il peut l'acheter directement de WGML.

Figure 3.2

Ventes directes et achats/ventes[1]

($ / GJ)



1 Les prix et les droits sont uniquement des exemples.

2 Les chiffres indiquent que le prix final net est égal pour la vente directe illustrée et l'achat/vente illustrée, mais les prix réels dans les ventes directes, les achats/ventes et les reventes de gaz du réseau sont fonction des résultats des négociations entre l'acheteur et le vendeur.

3 La figure illustre un achat/vente dans lequel l'utilisateur ultime vend le gaz au distributeur au point d'entrée du distributeur. Dans ce cas, l'utilisateur ultime est l'expéditeur sur le réseau de TCPL. Dans un deuxième genre d'achat/vente, l'utilisateur ultime vend le gaz au distributeur juste en deçà de la frontière de l'Alberta et le distributeur agit comme expéditeur sur le réseau de TCPL. Dans une revente de gaz du réseau, un utilisateur ultime achète le gaz de WGML juste en deçà de la frontière de l'Alberta à un prix négocié et le revend immédiatement à TCPL au prix moyen du réseau. En dernier lieu, l'utilisateur ultime rachète le gaz du distributeur au prix moyen du réseau plus les droits exigés sur le réseau de TCPL et du distributeur.

Les ventes directes du gaz du réseau faites par WGML sont connues couramment sous le nom de "reventes du gaz du réseau" (RGR).[1] Au cours d'une RGR, un utilisateur ultime achète du gaz de WGML immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta, à un prix "réduit". L'utilisateur ultime revend alors le gaz à TCPL à la frontière de l'Alberta au coût moyen exigé du distributeur. TCPL vend alors le gaz au distributeur à ce coût moyen, additionné des frais de transport de TCPL; finalement, l'utilisateur ultime rachète le gaz du distributeur à l'usine.[2] Comme dans le cas d'un contrat d'achat-vente, une RGR offre un avantage, puisque que c'est le distributeur qui assure à l'utilisateur ultime les services de stockage, d'équilibrage de l'offre et d'appoint.

3.2 Contrats d'achat de gaz

Traditionnellement, les grandes sociétés pipelinières étaient chargées d'obtenir par contrat un approvisionnement suffisant de gaz pour pouvoir satisfaire aux besoins de leurs consommateurs en aval. Afin d'assurer une sécurité dans le financement des pipelines et un autofinancement garanti minimal au producteur, les contrats d'achat de gaz étaient généralement de longue durée, typiquement de vingt-cinq ans. Par conséquent, la plupart des réserves économiques établies de gaz sont destinées aux grandes pipelinières ou à leurs sociétés affiliées en vertu de contrats d'approvisionnement en gaz à long terme.

Environ 85 % et 58 % des réserves établies en Alberta et en Sasktachewan, respectivement, sont destinées aux expéditeurs en vertu de contrats à court terme ou à long terme (tableau 3.2). En Alberta, WGML détient actuellement environ 2 500 contrats d'achat de gaz à long terme passés avec environ 750 producteurs, ce qui représente environ 33 % des réserves établies actuelles de l'Alberta et 44 % de la capacité de production actuelle. Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta) détient environ 1 200 contrats d'approvisionnement à long terme conclues avec 420 producteurs, ce qui représente environ un autre 10 % des réserves établies actuelles de l'Alberta et 14 % de la capacité de production. Alberta & Southern Gas Co. Ltd. (A & S) détient environ 8 % des réserves actuelles de l'Alberta en vertu de contrats à long terme, ce qui représente un autre 10 % de la capacité de production. Par conséquent, l'ensemble de ces sociétés - WGML, Pan-Alberta et A & S - détiennent environ 68 % de la totalité de la capacité de production actuelle de l'Alberta en vertu de contrats à long terme.

Les volumes contractuelles restants sont destinés à d'autres expéditeurs en vertu de contrats à court et à long termes. Les marchés

1. Ce sont WGML et TCPL qui ont introduit le concept de RGR le 1er janvier 1988 et remplacé les anciens programmes de commercialisation sur les marchés concurrentiels (PCMC) de WGML. Cette dernière a mis fin à ses PCMC après que la Commission d'énergie de l'Ontario (CEO) ait déclaré qu'à son avis, le régime de tarification en vertu duquel les PCMC étaient offerts était injustement discriminatoire. Toutefois, le principal effet de ce changement a été de retirer ces programmes de la compétence de la CEO. Au cours d'une RGR, le gaz est au départ acheté et revendu en Alberta. Il n'y avait pas vraiment eu de changement dans le régime de tarification en vertu duquel les RGR étaient offertes.
2. Prenons l'exemple suivant: l'utilisateur ultime achète du gaz de WGML, à 1,50 $ le gigajoule, à la frontière de l'Alberta et le revend à TCPL au prix moyen exigé sur le réseau, disons 1,85 $ le gigajoule. TCPL vend le gaz au distributeur au prix moyen exigé sur le réseau, soit 1,85 $ le gigajoule, additionné des frais de transport de TCPL. Finalement, le distributeur vend le gaz à l'utilisateur ultime à un prix de 1,85 $ le gigajoule, additionné des frais de transport de TCPL et des frais de distribution. Le coût du gaz assumé par l'utilisateur ultime, net des frais de transport de TCPL et des frais de distribution, équivaut à 1,85 $ - (1,85 - 1,50), soit 1,50 $ le gigajoule.

Tableau 3.2
Réserves de gaz sous contrat et libres de contrats au 31 décembre 1986[1]
(exajoules)

	réserves sous contrat	réserves libres de contrats	total des réserves
Alberta	54,5[2]	9,4[3]	63,9
(%)	(85 %)	(15 %)	(100 %)
C.-B.	5,5[3]	3,3[4]	8,8
(%)	(62 %)	(38 %)	(100 %)
Saskatchewan	1,1	0,8	1,9
(%)	(58 %)	(42 %)	(100 %)
TOTAL	61,8[5]	13,5	75,3[5]
(%)	(82 %)	(18 %)	(100 %)

1. Données les plus récentes au moment de la rédaction.
2. Y compris les réserves de gaz mises de côté à des fins d'utilisation future dans le cadre des projets de récupération assistée de pétrole et d'autres liquides.
3. Y compris 2 exajoules actuellement hors de portée économique.
4. Une faible quantité de ce gaz fait actuellement l'objet de contrats mais, au moment de la rédaction, le montant exact n'était pas disponible.
5. Le total comprend 0,7 exajoule provenant des autres régions au Canada, particulièrement l'Ontario.

des utilisateurs ultimes comprennent les marchés albertains, interprovinciaux et étrangers. Au fur et à mesure que les contrats à court terme viennent à échéance, une partie du gaz ne fait plus l'objet de contrats et il est difficile d'évaluer à un moment quelconque la quantité exacte pouvant faire l'objet de nouvelles ventes.

En Saskatchewan, environ 45 % des réserves établies font l'objet de contrats passés avec Provincial Gas Ltd. et sont essentiellement destinées à être consommées dans la province. Toutefois, le gouvernement de la Saskatchewan a beaucoup appuyé les ventes extraprovinciales depuis l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz de 1985. En février 1987, la Saskatchewan Power Corporation (SPC) a renégocié les contrats qu'elle avait conclus avec des producteurs provinciaux afin d'obtenir une réduction de 20 % de ses taux de prise, libérant ainsi ce gaz à des fins de vente directe. De plus, le 1er mai 1988, la SPC a vendu à SaskOil Ltd. environ 830 pétajoules de ses propres réserves de gaz.[1] Alors que ces réserves étaient auparavant destinées à la consommation propre de SPC, SaskOil peut maintenant vendre ce gaz à l'intérieur comme à l'extérieur de la province.

La situation de la Colombie-Britannique est unique en ce sens qu'avant 1984, tous les contrats d'achat de gaz passés avec les producteurs de la C.-B. étaient détenus par la British Columbia Petroleum Commission (BCPC), une société provinciale de la Couronne. Cette année-là, le gouvernement de cette province a d'abord autorisé les ventes directes à l'exportation et, en 1986, les ventes directes en Colombie-Britannique. Au cours des deux dernières années, les ventes directes du gaz de la C.-B. ont grimpé rapidement et des parties, notamment les consommateurs industriels de la C.-B. et Westcoast Energy Inc., détiennent actuellement des contrats d'achat avec les producteurs. Toutefois, BCPC détient toujours environ 85 % des réserves de gaz faisant l'objet de contrats.

1. Même si, depuis le 1er juin 1988, Provincial Gas Ltd. est chargée de distribuer le gaz naturel en Saskatchewan, SPC continuait de détenir ces réserves de gaz jusqu'à ce qu'elles aient été vendues à SaskOil.

Le gouvernement de la C.-B. a annoncé son intention de privatiser prochainement BCPC. Si la société de la Couronne était vendue, l'acheteur détiendrait vraisemblablement les contrats d'achat de gaz.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 2, la plupart des contrats de gaz à long terme en Alberta avaient été passés avant 1980, lorsque l'on s'attendait à ce que la demande de gaz continue d'augmenter rapidement et qu'il n'y ait pas suffisamment de fournitures pour y satisfaire. Par la suite, au début des années 80, un excédent de gaz s'est développé, et les pipelinières, notamment TCPL, n'ont pu respecter leurs engagements d'achat de gaz conformément aux contrats passés avec les producteurs de l'Alberta.

De nombreux producteurs du réseau de TCPL détiennent également des réserves de gaz naturel actuellement libres de contrats. Cet ensemble de réserves de gaz sous contrat et libres de contrats crée une situation commerciale intéressante. Par exemple, si un producteur du réseau fait une vente directe sur un marché auparavant desservi grâce au gaz du réseau, dont le gaz du producteur constitue une partie de l'approvisionnement, le taux de production et le revenu tiré de ses ventes de gaz du réseau diminueront. Toutefois, si le producteur peut obtenir un taux de prise élevé dans la nouvelle vente directe, il peut être avantageux pour lui de faire cette vente directe, même à un rabais. Ainsi, le producteur individuel qui fait la vente directe peut être avantagé, même si l'ensemble des producteurs de gaz du réseau sont désavantagés lorqu'une vente directe se substitue à une vente du réseau.

En vertu des ententes TOPGAS, TCPL est tenue de s'efforcer de maximiser les ventes de gaz du réseau. De plus, elle n'a pas intérêt à voir les ventes directes se substituer aux ventes de gaz du réseau.

En résumé, la plupart des réserves établies de gaz de l'Alberta font l'objet de contrats à long terme passés avec les pipelinières et ne sont pas disponibles à des fins de vente directe. De même, un grand nombre de producteurs des trois provinces productrices possèdent des volumes de gaz provenant de réserves, libres de contrats, qu'ils aimeraient vendre.

C'est l'existence de ces réserves libres de contrats qui donne le principal élan aux activités sur le marché des ventes directes.

Cet ensemble de faits a donné lieu à une certaine concurrence sur le marché du gaz naturel au Canada. D'une part, TCPL, les consortiums TOPGAS et les grands producteurs de gaz du réseau se sont efforcés de maintenir la part de marché des ventes de gaz du réseau. D'autre part, les producteurs possédant d'importantes réserves libres de contrats, les courtiers en gaz et un grand nombre d'utilisateurs ultimes appuient la poursuite de l'expansion du marché des ventes directes. Tant qu'il y aura d'importantes quantités de réserves de gaz libres de contrats sur le marché, des pressions concurrentielles continueront de s'exercer sur les prix du gaz du réseau et du gaz hors-réseau.

3.3 Réglementation provinciale applicable aux producteurs - permis d'acheminement du gaz et redevances

Les trois provinces productrices exigent actuellement que les producteurs obtiennent leur approbation avant d'acheminer du gaz à l'extérieur de la province (c.-à-d. de vendre le

gaz à des utilisateurs ultimes à l'extérieur de la province).

Selon le gouvernement de l'Alberta, les clients du marché dit "captif" des provinces consommatrices devraient être tenus d'acheter le gaz en vertu de contrats à long terme.[1]

Il s'agit de l'opinion de M. Neil Webber, ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Alberta:

"J'aimerais que les forces du marché jouent un rôle accru dans le commerce du gaz naturel. Par conséquent, je recommande qu'on donne à tous les consommateurs de l'Ontario le choix d'acheter du gaz d'un distributeur, d'un courtier ou directement d'un producteur. S'ils choisissent d'acheter du gaz d'un courtier ou directement du producteur, les consommateurs reconnus comme devant absolument assurer la sécurité de leur approvisionnement seraient tenus de démontrer qu'ils ont maintenu cette sécurité grâce à des contrats. Les distributeurs devraient veiller à ce que leur portefeuille comprenne des approvisionnements associés à des contrats à long terme en ce qui a trait à la partie de leur marché pour laquelle la sécurité d'approvisionnement est vitale."[2]

En vertu de la politique du gouvernement de l'Alberta, aucun permis d'acheminement n'est délivré aux utilisateurs ultimes pour des ventes directes à court terme, le gouvernement étant d'avis que ces derniers seraient mieux desservis grâce à des contrats à long terme. De même, aucun permis d'acheminement n'est délivré pour des contrats de vente directe à des utilisateurs ultimes dont la consommation est inférieure à 35 000 gigajoules par année. Par conséquent, les petits utilisateurs ultimes des secteurs industriel et commercial sont limités dans leur aptitude à acheter directement du gaz de l'Alberta.

Le 20 mai 1988, le gouvernement de l'Alberta a présenté devant l'assemblée législative provinciale le projet de loi 41 visant à relever les amendes imposées aux parties qui enfreignent la Gas Resources Preservation Act en acheminant du gaz sans avoir obtenu les permis nécessaires. Les amendements lui donneraient également le pouvoir d'interrompre l'approvisionnement en gaz de tout contrevenant.

Le 1er janvier 1988, le gouvernement de l'Alberta a modifié son régime des redevances; les taux de redevance sont maintenant établis en fonction du prix moyen du marché (PMM) en Alberta et du prix de vente réel.[3] Le taux de redevance s'applique sur le prix de vente réel du producteur, sauf lorsque ce prix est inférieur à 80 % du PMM en Alberta. Dans ce cas, la redevance équivaut à 80 % du PMM en Alberta. Ce régime établit toujours

1. Selon la politique du gouvernement de l'Alberta, le marché captif en Alberta, défini comme étant les utilisateurs de gaz des secteurs résidentiel et commercial qui ne peuvent avoir recours à des combustibles de remplacement, doit être protégé par des contrats à long terme (communiqué du gouvernement de l'Alberta daté du 14 avril 1987). Le terme "marché captif" correspond généralement aux utilisateurs de gaz qui ne peuvent s'en remettre promptement à des combustibles de remplacement; ces utilisateurs sont par conséquent jugés des clients "captifs". Toutefois, il n'existe pas de définition largement acceptée de ce que constitue un client du marché captif.
2. Lettre de Neil Webber adressée à Robert Wong (ministre de l'Énergie de l'Ontario) en date du 15 juillet 1988.
3. Le gouvernement de l'Alberta fixe et publie mensuellement le PMM d'après son évaluation de la valeur moyenne du gaz naturel de l'Alberta au gisement.

une distinction entre le gaz ancien et le gaz nouveau; ainsi, la redevance est moins élevée pour le gaz nouveau.[1]

Ce changement visait surtout à protéger la partie des redevances de la province associées aux revenus sur les ventes de gaz naturel. Toutefois, l'une des incidences du nouveau régime est de ne pas favoriser les ventes directes du gaz hors-réseau à des prix inférieurs à 80 % du PMM en Alberta. Les redevances perçues sur les ventes de gaz du réseau sont établies d'après un prix de vente moyen; ainsi, dans un régime de tarification en fonction des rentrées nettes, les ventes du gaz du réseau peuvent être faites à des prix inférieurs au niveau de 80 % du PMM sans que le taux de redevance soit plus élevé. Par contre, les producteurs faisant peu de ventes directes peuvent moins associer leurs ventes à des prix moins élevés à leurs ventes à des prix plus élevés. Par conséquent, ils peuvent avoir à verser un taux de redevance plus élevé sur les ventes directes faites à des prix moins élevés que le taux applicable aux ventes du gaz du réseau.[2]

En vertu du processus d'acheminement du gaz en Saskatchewan, les prix exigés pour le gaz qui quitte la province ne doivent pas être inférieurs à ceux exigés des consommateurs provinciaux pour le même genre de vente, et les permis d'acheminement ne seront pas délivrés dans le cas de ventes qui se substituent aux ventes de la Saskatchewan faisant actuellement l'objet de contrats. Toutefois, aucune distinction n'est établie entre les types d'utilisateurs ultimes. En fait, au cours des deux dernières années, un grand nombre de petits utilisateurs ultimes des secteurs industriel et commercial ont passé des contrats de vente directe avec les producteurs de la Saskatchewan.

Suite à l'adoption des politiques du gouvernement provincial et à la mise en valeur vigoureuse des gisements de gaz au cours des deux dernières années, les ventes extraprovinciales de gaz de la Saskatchewan, qui étaient inexistantes en 1985, sont passées à un niveau estimatif de 40 pétajoules en 1988.[3]

Les redevances de la Saskatchewan sont calculées en pourcentage des prix au gisement après traitement et, comme en Alberta, établissent une distinction entre le gaz ancien et le gaz nouveau. Contrairement à l'Alberta, aucune redevance minimale n'est imposée sur les ventes directes. Le gouvernement a plutôt déclaré qu'il surveillerait les prix du gaz et qu'il se réservait le droit d'imposer une redevance particulière sur toute quantité de gaz vendue à un prix inférieur à la valeur du marché.

Selon la réglementation de la Colombie-Britannique en matière de permis d'acheminement, les prix exigés pour le gaz acheminé à l'extérieur de la province ne doi-

1. Le gaz ancien correspond au gaz de tout gisement dont la production a commencé avant le 1er janvier 1974. Le reste constitue le gaz nouveau.
2. Par exemple, en janvier 1988, le PMM de l'Alberta a été fixé à 1,56 $ le gigajoule et le prix minimum servant à calculer les redevances était de 1,25 $ le gigajoule. Si le prix moyen de vente du gaz du réseau était de 1,80 $ le gigajoule, la redevance, perçue sur toutes les ventes du gaz du réseau, serait calculée en fonction de ce prix même si des ventes étaient faites en vertu du programme de RGR à, supposons, 1,10 $ le gigajoule. Par contre, si un producteur faisait une vente directe à 1,10 $ le gigajoule et n'avait pas fait, en contrepartie, de ventes directes à un prix plus élevé, la redevance qu'il verserait serait calculée d'après un prix de 1,25 $ le gigajoule, ce qui réduirait ainsi sa marge de profit.
3. D'après les données du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan.

vent pas être inférieurs aux prix exigés des clients de la C.-B. dans la région adjacente au point d'exportation pour les ventes faites selon les mêmes modalités.

Les redevances imposées par la C.-B. sont établies à un niveau de 15 % en ce qui a trait à la production non liée au pétrole et elles augmentent au fur et à mesure que les prix à la tête du puits dépassent un niveau minimal établi, fixé actuellement à 52 $ le millier de mètres cubes (1,40 $ le gigajoule).

En résumé, ces trois provinces productrices ont réagi très différemment à l'introduction des ventes directes. L'Alberta s'est préoccupée de l'érosion des prix du gaz et des revenus tirés des redevances perçues sur le gaz, en raison de la concurrence dans les prix offerte par les ventes directes. Elle a donc adopté une politique d'acheminement restrictive.

Par contre, la politique du gouvernement de la Saskatchewan a été d'encourager les ventes directes du gaz de la Saskatchewan à l'intérieur comme à l'extérieur de la province. L'hésitation de l'Alberta à autoriser des ventes à des prix réduits aux utilisateurs ultimes plus petits a permis aux producteurs de gaz de la Saskatchewan de se signaler sur le marché de l'est du Canada.

Pour sa part, la Colombie-Britannique a appuyé activement l'expansion du marché des ventes directes dans la province. Toutefois, le manque de raccordements entre les champs de gaz de la C.-B. et les marchés de l'est du Canada a empêché la province de participer à ces marchés.

3.4 Transport du gaz

Afin d'acheminer le gaz vers un marché de l'est du Canada, un expéditeur doit obtenir des services de transport par le réseau de collecte de gaz naturel dans la province productrice, par le réseau de TCPL et par le réseau de distribution locale.

Transport par les réseaux de collecte dans les provinces productrices

Depuis l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz de 1985, le nombre d'expéditeurs se servant des réseaux de TCPL et des réseaux de collecte situés dans les provinces productrices a grimpé rapidement. Par exemple, le nombre de contrats de service intraprovincial garanti que NOVA a conclus avec ses expéditeurs est passé de 413 en 1983 à 3 500 en 1987.[1] L'augmentation du nombre des expéditeurs et des volumes expédiés, au cours des trois dernières années, a rendu plus complexe l'exploitation des réseaux de collecte. En outre, cela a donné lieu à des questions portant sur la méthode de répartition de l'espace pipelinier entre les expéditeurs.

Depuis décembre 1987, le service de transport garanti par le réseau de NOVA en Alberta fonctionne à pleine capacité. Deux ans seront probablement nécessaires pour planifier et construire toute nouvelle installation afin de pouvoir répondre aux demandes de service additionnel reçues par NOVA jusqu'au 1er août 1988. Par conséquent, les expéditeurs qui ne possèdent actuellement pas de contrats de service garanti avec NOVA ont de la difficulté à faire de nouvelles ventes directes fermes de gaz.

Toutefois, le problème ne se limite pas à la capacité physique; il touche également

1. Extrait de Canadian Natural Gas Focus, volume 1, numéro 11, mai 1988 (source initiale: NOVA, division de transport du gaz de l'Alberta)

l'aspect contractuel. Prenons l'exemple d'un expéditeur qui désire faire une nouvelle vente directe qui se substituerait aux ventes existantes d'un expéditeur. Si la nouvelle vente directe a lieu et que l'expéditeur établi (celui dont le service est écarté) ne trouve pas de nouveau marché pour son gaz, il se retrouve avec un espace garanti inutilisé sur le réseau de NOVA pour lequel il a passé contrat. Toutefois, comme les expéditeurs par le réseau de NOVA ne s'entendent pas actuellement sur un mécanisme qui permettrait de transférer l'espace pipelinier garanti de l'expéditeur établi à l'expéditeur qui substitue son service, l'expéditeur qui fait la nouvelle vente pourrait se voir refuser l'espace.

Les contrats en vertu desquels l'espace est réservé sur le réseau de NOVA sont plus complexes que les contrats semblables visant le réseau de TCPL. Les expéditeurs utilisant le réseau de NOVA doivent réserver la capacité de réception aux points de réception individuels sur le réseau de NOVA et la capacité de transport sur la canalisation principale de NOVA. La capacité de réception réservée confère à un expéditeur le droit d'injecter du gaz dans la canalisation principale de NOVA à partir des réseaux de collecte qui sont raccordés à des points de réception précis. Toutefois, parce que les expéditeurs détiennent une capacité de réception à différents points le long du réseau de NOVA, il ne serait pas toujours possible de transférer la capacité de réception d'un expéditeur établi à un expéditeur qui substitue son service. De plus, les expéditeurs ont passé des contrats concernant la capacité de réception applicables durant différentes périodes. Pour ces raisons, la méthode de la demande opérationnelle adoptée par l'Office afin de transférer l'espace pipelinier sur le réseau de TCPL d'un expéditeur établi à un expéditeur qui substitue son service ne pourrait être appliquée au réseau de NOVA.[1]

NOVA a tenté de trouver une méthode, acceptable par une majorité d'expéditeurs, en vertu de laquelle elle pourrait transférer son espace pipelinier d'un expéditeur établi à un expéditeur qui substitue son service. Sa solution préférée est que les expéditeurs établis sous-louent leur espace aux expéditeurs qui subtituent leur service. Toutefois, certains expéditeurs ne sont pas disposés à allouer, même temporairement, leur espace pipelinier à d'autres expéditeurs.

Au cours de la première étape de l'audience actuelle concernant les droits de TCPL (RH-1-88), des expéditeurs ont soutenu que WGML maintenait inutilement une capacité excédentaire sur le réseau de NOVA, ce qui rendait la tâche plus difficile aux vendeurs directs qui désiraient obtenir une capacité garantie. Ils se fondaient sur le fait que même si, depuis l'introduction des ventes directes, les ventes annuelles de gaz du réseau avaient diminué d'environ 200 pétajoules, WGML n'avait pas réduit la capacité garantie pour laquelle elle avait passé contrat avec NOVA. Pour sa part, WGML a soutenu que, si elle renonçait actuellement à cet espace, elle pourrait se retrouver avec un manque de capacité pour satisfaire à ses engagements contractuels et n'aurait pas l'espace nécessaire dans le cas où ses ventes augmenteraient.

Dans une lettre destinée à tous les expéditeurs utilisant son réseau et à d'autres parties intéressées, NOVA a proposé plusieurs solutions de rechange à la répartition de l'espace parmi les expéditeurs assurant un

1. Une discussion du problème de substitution sur le réseau de TCPL figure à la page 24-27.

service garanti.[1] Elle a demandé qu'on lui fasse parvenir des commentaires au plus tard le 30 juin 1988. Actuellement, elle étudie les réponses reçues et élabore une nouvelle proposition sur l'accès au service de transport garanti.

Un autre problème d'accès peut se développer dans le cas où un vendeur direct ne détient pas par contrat suffisamment de capacité de réception garantie chez NOVA. Même si la capacité du réseau de collecte de NOVA dépasse celle de la canalisation principale de TCPL en aval, la capacité peut être limitée à certains points de réception sur le réseau de NOVA.

Lorsque les demandes de service de livraison de gaz dépasse la capacité de collecte du réseau à un point de réception particulier, NOVA répartit l'espace proportionnellement entre les expéditeurs. Si un vendeur direct n'a pas un ensemble de points de réception bien diversifié ou s'il ne détient pas suffisamment de fournitures de gaz, la répartition de l'espace pipelinier peut l'empêcher d'expédier les volumes de gaz nécessaires pour respecter ses contrats de vente. Dans ce cas, le vendeur direct peut être obligé d'acheter le gaz à un prix plus élevé auprès d'autres producteurs afin de respecter ses contrats de vente.

Avant que ne débutent les ventes directes sur les marchés interprovinciaux, les problèmes de capacité qui survenaient à des points de réception particuliers sur le réseau de NOVA se répercutaient rarement sur les expéditeurs de gaz. À l'exception des ventes directes sur le marché intraprovincial, le gaz était acheté et vendu par un petit nombre de gros expéditeurs, y compris TCPL, A & S et Pan-Alberta, qui avaient passé des contrats d'approvisionnement en gaz avec des centaines de producteurs. La répartition ne posait généralement pas de problèmes pour ces expéditeurs de gaz du réseau puisque tout manque à un point de réception pouvait être compensé en relevant les demandes à d'autres points de réception. Au cours des dernières années,il y a eu une hausse considérable du nombre de vendeurs directs expédiant le gaz par le réseau de NOVA, dont beaucoup ont uniquement accès aux fournitures de gaz à un petit nombre de points de réception. Ainsi, les expéditeurs, particulièrement les vendeurs directs, ont connu des problèmes d'accès de plus en plus fréquents sur le réseau de NOVA.

Un expéditeur inquiet de la répartition proportionnelle de l'espace à son point de réception peut demander à NOVA de construire un nouveau point de réception ou de modifier un point existant. Toutefois, comme nous l'avons déjà mentionné, NOVA a indiqué qu'elle ne pourrait mettre de nouvelles installations en place avant l'année de gaz 1990-1991. Avant d'engager des dépenses pour construire de nouvelles installations, NOVA exige de tous les expéditeurs qui demandent de nouvelles installations qu'ils produisent une garantie, comme une lettre de crédit, prouvant qu'ils pourront assumer les frais liés au service garanti. Si les garanties financières sont un aspect normal des affaires, l'effet d'une telle exigence pourrait être de faire porter à l'expéditeur la plus grande partie du risque lié aux nouvelles ventes directes.

Toutefois, ce problème est né avec l'industrie. Afin d'amener sur le marché de nouveaux approvisionnements en gaz naturel, il est souvent nécessaire d'investir des

1. Lettre de NOVA, en date du 18 avril 1988, envoyée à tous les expéditeurs de gaz albertains et à d'autres parties intéressées concernant l'accès au service de transport garanti sur le réseau de NOVA.

sommes importantes dans les installations de transport. Tant que les ventes ne sont pas garanties, la construction de nouvelles installations s'avère risquée. La question usuelle est alors de savoir comment répartir le risque entre les différents participants sur le marché. Dans un marché caractérisé par des contrats privés, les parties peuvent négocier toutes les modalités des contrats et un producteur peut, par exemple, accepter un prix moins élevé si l'acheteur est disposé à partager le risque lié à un manque de capacité.

Le nombre considérable de ventes directes de gaz de la Saskatchewan faites dans l'est du Canada l'an dernier a mis à rude épreuve la capacité physique du réseau de TransGas, obligeant ainsi cette dernière à construire de nouvelles installations. Jusqu'à maintenant, à quelques exceptions près, il y a eu suffisamment de capacité pour répondre à toutes les demandes d'expédition.

À l'instar de NOVA, TransGas exige des garanties financières des expéditeurs demandant la construction de nouvelles installations en contrepartie des coûts d'immobilisation. Ainsi, ce sont les producteurs qui assument la majorité des risques liés à la construction de nouvelles installations, comme en Alberta.

Le réseau de transport de Westcoast en Colombie-Britannique a été caractérisé par une capacité excédentaire. Toutefois, au cours des deux dernières années, les producteurs ont été mis sur une liste d'attente afin d'obtenir l'accès aux installations de traitement de gaz de Fort St. John. Ce goulot d'étranglement a entravé les ventes directes du gaz de la Colombie-Britannique.

Les expéditeurs qui ont besoin de nouvelles installations de collecte ou de traitement peuvent soit les construire eux-mêmes, soit demander à Westcoast de le faire en leur nom. Dans la plupart des cas, les coûts des nouvelles installations de collecte sont simplement intégrés dans l'ensemble des coûts du réseau de Westcoast, et, par conséquent, tous les expéditeurs partagent les coûts des nouvelles installations. Toutefois, si ces coûts se traduisent par un coût du service moyen actualisé dépassant un certain niveau, Westcoast peut imposer des frais supplémentaires à l'expéditeur qui a demandé les nouvelles installations.

Accès au service de transport du réseau de TCPL

Depuis l'introduction générale des ventes directes sur le marché interprovincial le 1er novembre 1986, les audiences tenues par l'ONE concernant les droits de TCPL ont surtout porté sur les modalités d'accès au réseau de TCPL. Évidemment, si les ventes directes du gaz hors-réseau font concurrence aux ventes du gaz du réseau sur les marchés du centre et de l'est du Canada, l'accès au réseau de TCPL devrait être offert à tous les expéditeurs à des modalités semblables. Comme nous l'avons déjà mentionné, TCPL s'est préoccupée de l'érosion de la part du marché détenue par les ventes du gaz du réseau.

Avant le 1er novembre 1985, une clause du tarif de TCPL énonçait que le service de transport ne serait pas fourni aux expéditeurs dans les cas où la vente proposée se substituait à un marché auparavant desservi par le gaz du réseau. En vertu de l'article 7 de l'Entente sur le gaz de 1985, les gouvernements signataires ont demandé à l'Office d'examiner la politique tarifaire de TCPL traitant de la substitution "compte tenu notamment des opinions des parties intéressées sur le partage équitable des frais de gaz

à "prendre ou à payer"." On demandait également à l'Office d'étudier "si le déplacement d'un volume de gaz par un autre ne pourrait pas entraîner une répétition inappropriée des frais liés à la demande."

Dans sa décision rendue en mai 1986 ayant trait à ces questions, l'Office a demandé à TCPL d'éliminer la clause de substitution de son tarif.[1] En ce qui concerne le partage des frais financiers TOPGAS, l'Office a recommandé que l'Alberta exige des expéditeurs de gaz hors-réseau de verser, par gigajoule, 10¢ au cours de l'année de gaz 1986-1987, 9¢ en 1987-1988 et 8¢ en 1988-1989. On estimait que ces versements correspondraient à la moitié des sommes versées, par gigajoule, par les expéditeurs du gaz du réseau chaque année.

L'Office a reconnu que le fait d'obliger les expéditeurs du gaz n'appartenant pas au réseau à participer au paiement des frais TOPGAS se traduirait par une hausse du prix minimal auquel pouvait être vendu le gaz n'appartenant pas au réseau, ce qui, par le fait même, augmenterait le prix d'achat de ce gaz. Néanmoins, compte tenu du contexte entourant les problèmes de paiement obligatoire, l'Office a recommandé que les producteurs albertains de gaz hors-réseau partagent pendant trois ans le paiement des frais financiers TOPGAS, c'est-à-dire durant une période de transition vers un régime de tarification axé sur le marché. Par la suite, l'Alberta a adopté la loi autorisant le partage du paiement des frais financiers TOPGAS; jusqu'à maintenant, elle a maintenu à 10¢ le gigajoule la part des expéditeurs du gaz n'appartenant pas au réseau. Même si ces frais peuvent réduire légèrement la compétitivité du gaz hors-réseau, ils n'ont pas empêché les vendeurs de gaz hors-réseau d'offrir des rabais et, ainsi, des prix nettement inférieurs aux prix du gaz du réseau.

La question du paiement en double des frais liés à la demande était la suivante. Les distributeurs avaient passé des contrats d'achat à long terme avec TCPL parce qu'ils s'attendaient à continuer à satisfaire aux besoins de leurs clients. En vertu de ces contrats, les distributeurs versaient à TCPL des frais fixes annuels liés à la demande, ainsi que des frais liés au produit en fonction des prises réelles. Suite à l'introduction des ventes directes, les utilisateurs ultimes qui achetaient auparavant le gaz du réseau auprès des sociétés de distribution locale ont commencé à traiter directement avec les producteurs. Dans ces cas, tant le distributeur que l'utilisateurultime auraient pu être tenus de verser à TCPL les frais liés à la demande à titre de garantie pour obtenir la livraison du gaz. Par conséquent, des frais liés à la demande auraient été versés deux fois à TCPL.[2]

Dans sa décision rendue en mai 1986, l'Office a jugé que l'application des frais en double liés à la demande se traduirait par une substitution d'achat faite par l'utilisateur ultime, et il a décidé que l'obligation faite au distributeur de verser des frais liés à la demande devrait être réduite d'un montant équivalant à l'achat direct. Ainsi, de nouveaux achats directs ont pu avoir lieu sans que le distributeur ou

1. Office national de l'énergie - Motifs de décision relative à l'accès aux services de la TransCanada PipeLines Limited, mai 1986.
2. Dans la pratique, l'utilisateur ultime aurait été tenu de verser les frais en double liés à la demande, une fois à TCPL et l'autre fois au distributeur. Par exemple, cela s'est produit en Ontario lorsque la Commission de l'énergie de l'Ontario a exigé que les utilisateurs ultimes indemnisent les distributeurs en contrepartie des frais liés à la demande "non imputés" engagés par les distributeurs suite aux ventes directes. Cette exigence a, en réalité, éliminé l'attrait pour les utilisateurs ultimes d'acheter du gaz directement des producteurs.

l'utilisateur ultime soient tenus de verser des frais liés à la demande pour du gaz dont ils ne voulaient pas.

Au cours des dernières années, une importante question a été de savoir si on devait permettre aux distributeurs de faire "l'autosubstitution de leurs volumes". L'autosubstitution fait référence à un distributeur qui remplace une partie de ses achats de gaz faits auprès de TCPL par des achats faits auprès d'un autre fournisseur.

Comme nous l'avons déjà mentionné, des contrats de vente de gaz à long terme avaient déjà été passés entre TCPL et les principaux distributeurs de gaz de l'est du Canada lorsque l'Entente sur le gaz a été signée en 1985. Les distributeurs sont actuellement libres d'acheter des volumes de gaz du fournisseur de leur choix. Les distributeurs peuvent également conclure avec des producteurs des contrats d'achat de volumes qui pourraient éventuellement venir se substituer aux volumes achetés auprès de TCPL. Toutefois, jusqu'à maintenant, l'Office a jugé inapproprié d'autoriser l'accès au réseau de TCPL pour des volumes d'autosubstitution et, par conséquent, les distributeurs n'ont pu s'approvisionner auprès d'autres fournisseurs. De plus, un distributeur ne pourrait être sûr que l'Alberta délivrerait les permis d'acheminement nécessaires. Ainsi, jusqu'à maintenant, les distributeurs n'ont pu faire d'autosubstitution.

Les distributeurs ont soutenu que l'autosubstitution devrait être permise. Selon eux, l'Office devrait ordonner à TCPL de transporter les volumes substitués qu'ils peuvent acheter auprès d'autres expéditeurs que WGML, et il devrait s'assurer qu'ils ne versent pas à TCPL les frais en double liés à la demande par suite de ces achats.

Les distributeurs ont de plus soutenu que, comme ils étaient réellement liés par leurs contrats d'achat à long terme, WGML était protégée contre les forces de la concurrence et n'avait pas avantage, du point de vue économique, à réduire les prix exigés des petits utilisateurs ultimes qui ne peuvent facilement adopter des combustibles de remplacement. Selon les distributeurs, un grand nombre de clients résidentiels, de commerces et d'industries à faible consommation ont dû payer des prix considérablement plus élevés que les clients pouvant faire des achats directs.[1] TCPL a soutenu que les contrats d'achat de gaz étaient exécutoires et qu'il serait inapproprié de libérer les distributeurs de leurs obligations de verser les frais liés à la demande.

Depuis le début du libre-accès, l'Office a entendu des plaidoiries sur la question de l'autosubstitution au cours de trois audiences et jusqu'à maintenant, il a rejeté l'autosubstitution faite par le distributeur. La question a de nouveau été soulevée au cours de l'audience RH-1-88 concernant les droits de TCPL. La décision de l'Office devrait être rendue en janvier 1989.

Le 17 octobre 1988, WGML a annoncé qu'elle avait passé de nouveaux contrats de vente de gaz à long terme avec six distributeurs canadiens, y compris The Consumers' Gas Company Ltd. ("Consumers", ICG (Manitoba), ICG (Ontario), GWG et GMi, mais non Union Gas Limited ("Union"). Dans ces contrats, les distributeurs ont accepté de ne pas avoir recours à l'autosubstitution. Selon WGML, les contrats se lisent comme suit: *"Un distributeur ne peut obtenir par contrat un volume*

1. Une discussion sur la tarification intérieure du gaz figure aux pages 34.

additionnel de gaz auprès d'une tierce partie et, ensuite, réduire le volume d'un contrat déjà existant, unilatéralement. Toutefois, il est reconnu dans chaque contrat que le distributeur peut être remplacé par d'autres fournisseurs de gaz dans ses marchés industriel et de service essentiel".[1]

Une autre question qui a été soulevée récemment est de savoir si les RGR de WGML et TCPL sont injustement discriminatoires. Comme nous l'avons expliqué à la sectio 3.1, au cours d'une RGR, un utilisateur ultime achète le gaz de WGML, à un prix réduit, à l'intérieur de la frontière de l'Alberta, le revend à TCPL au prix moyen du réseau et, finalement, le rachète du distributeur à l'usine au prix moyen du réseau, additionné des frais de transport et de distribution. Une RGR offre à l'utilisateur ultime les avantages associés à l'achat de gaz du réseau parce que le distributeur assure les services de stockage, d'équilibrage de l'offre et d'appoint. Toutefois, TCPL a déclaré qu'elle ne peut fournir un service semblable dans le cas des ventes de gaz hors-réseau, parce qu'elle s'est engagée, en vertu de l'entente TOPGAS, à acheter du gaz uniquement des producteurs du réseau. Autrement dit, si un utilisateur ultime achète du gaz d'un expéditeur autre que WGML, TCPL n'achètera pas ce gaz de l'utilisateur ultime à la frontière de l'Alberta pour le revendre à un distributeur qui le revendra à l'utilisateur ultime. TCPL assurera uniquement le service de transport du gaz hors-réseau.

Selon des expéditeurs directs, le fait que les RGR soient offertes uniquement aux expéditeurs du gaz du réseau s'avère un avantage concurrentiel indu conféré au gaz du réseau vendu en vertu du programme de RGR.

Réglementation et transport du gaz dans les provinces consommatrices

En réponse à l'Entente sur le gaz de 1985, le Manitoba, l'Ontario et le Québec ont adopté de nouvelles politiques ayant trait à la distribution et à la vente de gaz naturel sur leurs territoires. Même si chaque province a adopté les politiques jugées les mieux adaptées à sa situation, l'ensemble des questions traitées leur était commun à toutes.

Transfert des prix exigés par WGML

Les trois provinces ont dû décider s'il y avait lieu d'approuver le transfert des prix négociés entre les distributeurs provinciaux et WGML aux utilisateurs ultimes provinciaux. Comme nous en avons discuté précédemment, au moment où l'Entente sur le gaz a été signée en 1985, les sociétés de distribution du Manitoba, de l'Ontario et du Québec s'étaient engagées à acheter la plus grande partie de leur gaz de TCPL en vertu de contrats de ventes à long terme. Conformément à l'Entente, les prix de ces contrats ont depuis été renégociés entre WGML et les distributeurs à trois occasions.[2]

Par suite de ces renégociations initiales, les distributeurs, les producteurs et WGML ont convenu d'établir un barème de prix, entrant en vigueur le 1er novembre 1986, offrant des rabais importants aux clients industriels qui achetaient des volumes élevés de gaz et des réductions dégressives aux clients industriels qui achetaient des volumes moins élevés de gaz ainsi qu'aux clients des secteurs commercial et résidentiel (marché captif).

1. Données fondamentales à un communiqué de WGML, daté du 17 octobre 1988, page 2.
2. Ces contrats sont toujours détenus par TCPL, mais WGML agit à titre de mandataire au nom de TCPL dans toutes les négociations contractuelles.

La réduction était offerte aux clients industriels en vertu des PCMC. WGML et les distributeurs ont proposé que cette tarification autorise le transfert aux utilisateurs ultimes desservis par les sociétés de distribution. La question dont devaient traiter les organismes de réglementation du Manitoba, de l'Ontario et du Québec était de déterminer s'il y avait lieu d'approuver le transfert des prix du barème renégocié.

Au Manitoba, avant les renégociations entre WGLM et les distributeurs, le gouvernement provincial avait imposé une taxe sur le carburant pour compresseur utilisé dans la province pour le transport du gaz vers les marchés de l'est du Canada et étrangers. Au cours de négociations ultérieures, WGLM n'a pas offert les mêmes rabais sur les ventes du gaz du Manitoba que ceux offerts en Ontario. La charge du Manitoba consiste surtout à desservir les utilisateurs ultimes des secteurs résidentiel et commercial à faible consommation et, par conséquent, les utilisateurs ultimes du Manitoba ne bénéficiaient pas, en moyenne, des mêmes rabais que les utilisateurs ultimes des autres provinces.

En mai 1987, le gouvernement du Manitoba a ordonné à la Société manitobaine du pétrole et du gaz naturel (SMPG) de servir d'acheteur aux services publics de gaz provinciaux. La SMPG a traité directement avec un groupe de producteurs afin d'approvisionner en gaz deux sociétés de distribution, Inter-City Gas Utilities (Manitoba) Ltd. (ICG (Manitoba)) et Greater Winnipeg Gas Company (GWG). Par la suite, la SMPG a demandé à l'Office une ordonnance qui obligerait TCPL à transporter les achats directs de gaz qu'elle avait effectués. Dans sa décision de septembre 1987 à cet égard, l'Office a déclaré que les contrats d'approvisionnement en gaz proposés par la SMPG constituaient essentiellement une autosubstitution et qu'il ne serait pas conforme à l'intérêt public de délivrer une telle ordonnance. Ultérieurement, la SMPG a tenté d'interjeter appel de la décision de l'Office devant la Cour d'appel fédérale, mais cette dernière a rejeté sa demande.

En Ontario, en novembre 1986, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a approuvé, pour une période de six mois (par la suite portée à un an), les taux établis en vertu d'un contrat, nouvellement négocié, de deux ans conclu entre WGML et Consumers'.[1] La CEO a émis des réserves quant à l'approbation du contrat de 1986, qui offrait un rabais de 32¢ le gigajoule dans le prix de base du gaz à la frontière de l'Alberta (de 2,80 $ à 2,48 $ le gigajoule)[2] et quant à un certain nombre d'autres rabais offerts aux clients industriels; elle a déclaré qu'on lui demandait d'approuver des taux *"qui seraient fixés d'après des critères à l'élaboration desquels elle n'avait pas pris part"*.[3] La CEO a également soutenu qu'on lui demandait d'approuver des taux qui *"en réalité, exigeraient qu'elle abandonne une partie de sa compétence à d'autres parties, qui pourraient aboutir à une discrimination indue, et seraient fondés sur un contrat d'une durée de deux ans qui pourrait s'avérer trop longue"*.[4] Elle a demandé à Consumers' de renégocier les prix avec WGML afin de tenir compte de ses préoccupations dans un nouveau contrat.

1. La CEO a également approuvé des contrats similaires passés entre WGML et Union et ICG (Ontario).
2. Le prix à la frontière de l'Alberta a baissé de 32¢ le gigajoule, mais la réduction dans le prix de base du gaz du réseau, tel que livré aux distributeurs de l'est du Canada, a atteint seulement 20¢ le gigajoule, parce que le subside de transport fédéral de 12¢ le gigajoule a pris fin le 31 octobre 1986.
3. OEB, Partial Reasons for Decision, E.B.R.O. 414-1, 28 novembre 1986, p. 10.
4. Idem, p. 10.

WGML a effectivement renégocié ces contrats avec les distributeurs de l'Ontario pour l'année de gaz 1987-1988. Les nouveaux contrats comportaient le même prix de base s'élevant à 2,48 $ le gigajoule, mais des nouveaux rabais y étaient compris, notamment un rabais de 30¢ le gigajoule sur les volumes d'été. En janvier 1988, après examen de ces contrats, la CEO a jugé que les négociations n'avaient pas donné lieu à un contrat qui tenait compte des préoccupations qu'elle avait exprimées auparavant. Elle a approuvé, non sans réserve, le contrat pour une autre année, en déclarant que *"les circonstances actuelles prévalant à l'extérieur de l'Ontario empêchaient Consumers' de respecter les critères."*[1] Elle a énuméré les obstacles qui, à son avis, empêchent le marché d'être pleinement concurrentiel:

- *"les contrats à long terme conclus entre TCPL et Consumers' et l'impossibilité pour cette dernière de faire une autosubstitution à l'aide de volumes de gaz provenant d'autres sources, ce qui préserve ainsi le monopole exercé par TCPL;*
- *les ententes TOPGAS actuelles et les problèmes additionnels qui pourraient se présenter au moment de la levée, en 1988, du moratoire sur les obligations de "paiement obligatoire"; et*
- *les politiques du gouvernement de l'Alberta concernant les permis d'acheminement."*[2]

La CEO a proposé d'inclure, à titre de mesure appropriée pour atténuer ces obstacles, *"une clause d'annulation partielle"*[3] dans les contrats d'approvisionnement des services publics passés avec TCPL, qui permettrait de réduire graduellement le volume contractuel au cours d'une période de temps raisonnable, de prévoir *"une solution originale"*[4] au problème TOPGAS, laquelle n'empêcherait pas l'annulation partielle des contrats des services publics, et de prévoir *"l'élimination de toutes les restrictions imposées dans les permis d'acheminement délivrés par le gouvernement de l'Alberta."*[5] De plus, la CEO a réitéré son opposition aux PCMC et suggéré de les remplacer par des ventes directes.

Par contre, la Régie du gaz naturel (la Régie), l'organisme de réglementation du Québec, a approuvé sans réserves sérieuses les prix renégociés entre Gaz Métropolitain inc. (GMi) et WGML. Cette approbation s'explique en partie par le fait que la charge du gaz au Québec vient des utilisateurs ultimes industriels.

Les nouveaux contrats de vente de gaz à long terme signés en octobre par WGML et six distributeurs canadiens prévoient un barème, applicable pendant deux ans, dans lequel des frais liés à la demande de 60¢ et des frais liés au produit de 1,60 $ seront exigés des clients du marché "captif" en Ontario et au Québec; le prix à la frontière de l'Alberta serait ainsi de 2,20 $ le gigajoule selon un facteur de charge de 100 %. Le prix exigé des clients du marché captif au Manitoba consiste simplement dans des frais liés au produit de 2,20 $ le gigajoule. Ces prix doivent demeurer en vigueur jusqu'au 31 octobre 1990, après quoi ils seront renégociés.

1. OEB, Decision with Reasons, E.B.R.O. 410-111, 414-11, 417, 22 janvier 1988, p.38.
2. Idem, p. 70
3. Idem, p. 72
4. Idem, p. 73
5. Idem, p. 70

En vertu des nouveaux contrats, le prix du gaz du réseau destiné aux utilisateurs industriels dans le cadre des RGR seront négociés par rapport à un prix de base de 2,20 $ le gigajoule à la frontière de l'Alberta, et consisteront en des frais liés au produit.[1] Ainsi, dans les nouveaux contrats, la pratique antérieure de "différentiation" des prix selon les catégories d'utilisateurs ultimes est maintenue.

Les nouveaux contrats ont été approuvés par les producteurs du gaz du réseau de TCPL, mais pas encore par les organismes de réglementation des provinces consommatrices.

Rôle des distributeurs et des courtiers en gaz

Chaque province a dû décider du rôle approprié que devraient jouer les sociétés de distribution locale (SDL) dans le nouveau marché et de la gamme de services que ces dernières devraient offrir aux utilisateurs ultimes. Un certain nombre de questions connexes ont été soulevées à cet égard, notamment le rôle approprié des courtiers, la pertinence de séparer les fonctions de vente de celles de transport assurées par le distributeur et de séparer les services de stockage, de transport et d'équilibrage de l'offre.

Jusqu'à maintenant, la plupart des ventes directes faites aux utilisateurs ultimes du Manitoba ont fait l'objet de contrats d'achat/vente parce que le service de transport par les deux réseaux de distribution de la province n'a commencé à être assuré que récemment.

Le gouvernement du Manitoba a modifié la *Loi sur la Régie des services publics* afin que les courtiers en gaz de cette province relèvent de la Régie des services publics du Manitoba. La question de la séparation des taux applicables aux services assurés par les distributeurs n'a pas encore été traitée au Manitoba.

La CEO a rendu un certain nombre de décisions ayant trait au rôle approprié des courtiers en gaz de l'Ontario. Dans une décision provisoire rendue le 23 mars 1987, la CEO a jugé que *"les courtiers devraient être autorisés à traiter directement avec les sociétés de distribution locale (SDL) de l'Ontario. Ce n'est que de cette façon qu'il y aura libre accès au service-T et que les prix axés sur le marché pourront être établis de façon générale".*[2]

Dans un rapport final rendu public le 9 mai 1988, la CEO a réitéré son appui à la participation active des courtiers; elle a déclaré que, pour qu'un marché "soit concurrentiel", il faut, entre autres, qu'un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs y participent. Sur le marché du gaz, les courtiers feront partie du "grand nombre de vendeurs", soit à titre de mandants, soit à titre de mandataires.[3]

Par conséquent, la CEO a recommandé que le gouvernement de l'Ontario adopte la législation nécessaire visant à simplifier l'arrivée et les opérations des courtiers sur le marché de l'Ontario.

La CEO s'est également déclarée en faveur d'une séparation complète des fonctions de transport et de vente du gaz assurées par les distributeurs. Au cours de l'audience portant sur le rôle approprié des courtiers en gaz de l'Ontario, les représentants des courtiers ont soutenu que jusqu'à ce qu'une telle séparа-

1. Les contrats prévoient un prix moyen minimal du gaz à la frontière de l'Alberta de 1,85 $ le gigajoule.
2. OEB *Decision with Reasons* in the Matter of an Inquiry into Contract Carriage, (par. 3.25), 23 mars 1987
3. OEB *Decision with Reasons* in the matter of a hearing respecting the sale of gas in Ontario by brokers, (par. 2.24), 9 mai 1988

tion soit faite, les distributeurs sont en conflit d'intérêt. Les distributeurs désirent vendre leur gaz et, dans la mesure où les courtiers leur font concurrence, ils sont incités à limiter le service de transport à des tiers. Les distributeurs ont soutenu qu'ils ne pouvaient faire concurrence aux courtiers sur un pied d'égalité parce que les courtiers rechercheraient avant tout les clients dont le facteur de charge est élevé, abandonnant aux distributeurs les clients du marché captif, dont le facteur de charge est moins élevé. En commentant ces plaidoiries, la CEO a soutenu que *"si les fonctions de transport des SDL étaient complètement séparées des fonctions de vente, les ventes directes effectuées par les SDL leur permettraient de faire concurrence aux courtiers"*.[1]

La question de la séparation des taux a également été soulevée au cours de l'audience tenue par la CEO sur le rôle approprié des courtiers. Dans leurs mémoires, les courtiers ont soutenu que l'utilisation de techniques, telles que le regroupement des utilisateurs ultimes ayant des besoins semblables, leur permettrait de réduire les coûts. Dans la décision qu'elle a rendue, la CEO a déclaré *"qu'afin de permettre à d'autres parties de vendre du gaz sur le même pied d'égalité que les SDL, la Commission est d'avis qu'elles doivent avoir accès au gaz, au service de stockage et à divers types de service de transport selon des volumes variés, et pouvoir les regrouper pour la revente. Pour ce faire, l'intermédiaire (le "courtier" ou le vendeur) doit pouvoir acheter et vendre le gaz et assurer des services de transport sans être limité par des restrictions inutiles."*[2] Toutefois, les distributeurs de l'Ontario n'ont toujours pas été tenus d'assurer des services séparés aux utilisateurs ultimes.

Au Québec, la question du rôle approprié des courtiers n'a pas été spécifiquement traitée, ni la question de la séparation des taux applicables aux services séparés offerts par les distributeurs.

Sécurité d'approvisionnement

À la demande du ministre de l'Énergie de l'Ontario, la CEO a récemment tenu une importante audience en vue d'analyser toutes les questions se rapportant aux besoins actuels et futurs des utilisateurs de gaz naturel de l'Ontario en matière d'approvisionnement. En demandant cette audience, le ministre a indiqué que les principales préoccupations du gouvernement portaient sur la sécurité d'approvisionnement et la disponibilité de prix du gaz concurrentiels pour tous les utilisateurs ultimes de gaz. Les questions examinées à l'audience ont porté notamment sur la plupart des aspects des contrats d'approvisionnement offerts aux utilisateurs de gaz de l'Ontario dans la conjoncture actuelle du marché. De plus, l'audience a porté sur la question des modalités d'achat appropriées exigibles des SDL.

Dans son rapport provisoire, la CEO a recommandé que tous les acheteurs directs soient tenus de détenir des contrats d'approvisionnement et de transport d'une durée minimale de trois ans, à moins d'autorisation contraire.[3] Cette recommandation était fondée largement sur la conclusion selon laquelle les acheteurs directs pouvaient cesser d'être approvisionnés à court terme par suite d'un manque éventuel de capacité pipelinière.

1. OEB *Decision with Reasons* in the matter of a hearing respecting the sale of gas in Ontario by brokers, (par. 2.26), 9 mai 1988
2. Idem,(par. 2.20)
3. *Gas Supply, Interim Report* Ontario Energy Board E.B.R.L.G. 32, 19 août 1988.

En outre, point significatif, la CEO n'a pas recommandé que les SDL soient tenues de conclure des contrats d'achat à long terme pour leurs clients du marché captif, comme le demandaient instamment l'Association pétrolière du Canada, TCPL/WGML et l'Alberta. Plutôt, la CEO a conclu que chaque SDL était la mieux placée pour définir ses meilleures stratégies d'achat de gaz et que l'intervention des organismes de réglementation était inutile en autant que des contrats d'approvisionnement d'une durée minimale de trois ans soient passés.

L'Ontario étudie actuellement les recommandations de la CEO.

Le 17 juin 1988, le Québec a adopté une nouvelle loi (projet de loi 12) portant sur la réglementation de l'industrie du gaz naturel. Cette nouvelle loi prévoit que les distributeurs sont tenus d'accepter les achats directs faits par les utilisateurs ultimes au Québec, mais elle stipule également que, pour être acceptables, les achats directs doivent offrir le même niveau de sécurité d'approvisionnement à l'utilisateur ultime que celui offert par le distributeur. De plus, la Régie peut rejeter une vente directe si celle-ci peut affecter les autres utilisateurs du réseau de transport. Jusqu'à maintenant, les ventes directes faites aux utilisateurs ultimes du Québec ont été faites grâce à des contrats d'achat/vente conclus avec GMi.

En résumé, le rôle des politiques des gouvernements provinciaux et des organismes de réglementation provinciaux a pris de l'importance depuis l'introduction des ventes directes sur le marché du gaz interprovincial. Au cours des dernières années, toutes les provinces consommatrices ont adopté de nouvelles mesures pour que les utilisateurs ultimes puissent faire des achats directs. Toutefois, les modalités d'accès aux réseaux de distribution locale doivent toujours faire l'objet d'une surveillance étroite de la part des organismes de réglementation.

3.5 Analyse des données se rapportant aux ventes directes et des prix

On peut établir une mesure importante du fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel d'après, notamment:

- une analyse des données dont on dispose sur la croissance des ventes directes;
- une évaluation des prix exigés sur les marchés intérieurs; et
- une analyse des prix exigés sur les marchés intérieurs par rapport aux prix à l'exportation.

Croissance des ventes directes sur les marchés intérieurs

Depuis leur introduction en 1986, les ventes directes ont augmenté rapidement en Colombie-Britannique (tableau 3.3). Inexistantes en 1985, les ventes directes intraprovinciales sont passées à 6,3 pétajoules et à 22,5 pétajoules en 1986 et 1987 respectivement. Selon toutes indications, elles se situeront à environ 34 pétajoules en 1988, ce qui représente environ 20 % de l'ensemble de la consommation de gaz dans la province.

En Alberta, la situation est différente parce que les ventes directes faites aux clients industriels constituent un aspect traditionnel du marché provincial. Récemment, les ventes directes ont connu une croissance lente; on prévoit que cette année, elles atteindront 325 pétajoules, soit près de 60 % de la consommation totale en Alberta.

Tableau 3.3
Ventes directes sur les marchés intraprovinciaux
(pétajoules)

	1985	1986	1987	1988
Colombie-Britannique[1]	0	6,3	22,5	33,5
Alberta[2]	s/o	s/o	277,0	325,0
Saskatchewan	0	0	3,4	21,8

1. D'après les données, en date du 2 juin 1988, fournies à l'Office par Westcoast.
2. Les données antérieures 1987 ne sont pas disponibles.

À la fin de 1987, la Saskatchewan a ouvert son marché aux ventes directes. Tous les consommateurs, y compris les sociétés de distribution, peuvent maintenant acheter du gaz directement des producteurs selon des modalités mutuellement acceptables. Une seule obligation est faite, pour une période indéterminée, aux utilisateurs ultimes s'engageant dans des achats directs: ils doivent acheter au moins 35 % de leurs fournitures auprès de Provincial Gas Limited.[1] Inexistantes en 1986, les ventes directes de gaz de la Saskatchewan à l'intérieur de la province devraient atteindre 22 pétajoules en 1988, soit environ 30 % de la consommation totale de gaz en Saskatchewan.

Au cours des trois dernières années, il y a eu une croissance rapide des ventes directes sur le marché canadien desservi par TCPL à l'est de la frontière de l'Alberta.

Les ventes directes de gaz hors-réseau faites aux utilisateurs ultimes desservis par le réseau de TCPL sont passées d'à peine 4 pétajoules au cours de l'année de gaz 1984-1985 à un niveau estimatif de 125 pétajoules en 1987-1988. Au cours de la même période

Tableau 3.4
Ventes intérieures et livraisons de gaz de TCPL
Années contractuelles se terminant le 31 octobre
(pétajoules par année)

	1985	1986	1987	1988 (est)
livraisons, par TCPL, du gaz du réseau				
aux SDL	–	741	262	265
aux utilisateurs ultimes*	–	166	511	530
total - ventes de TCPL	901	907	773	795
livraisons du gaz (hors-réseau)				
aux utilisateurs ultimes	4	27	119	125
aux distributeurs	53	72	94	105
total - volumes transportés	57	99	213	230
total - livraisons intérieures	958	1006	986	1025

* Y compris les ventes faites par la filière des distributeurs de WGML, par la filière des clients spécifiques, et par celles des PCMC et, en 1988, des RGR.

1. On a maintenu cette exigence afin d'assurer une certaine protection à Provincial Gas Limited contre la possibilité qu'elle ne puisse respecter ses obligations de prises minimales obligatoires prévues dans ses contrats d'achat de gaz passés avec les producteurs de la Saskatchewan.

de trois ans, le volume total du service de transport est passé de 57 pétajoules à un niveau estimatif de 230 pétajoules. Les ventes totales de gaz par le réseau de TCPL sur le marché intérieur à l'est de l'Alberta sont donc passées de 6 % à près de 23 %. De plus, comme les ventes globales durant cette période n'ont connu qu'une hausse modeste, la croissance des ventes du gaz hors-réseau s'est faite en grande partie au détriment des ventes de gaz du réseau.

D'après une évaluation préliminaire, au cours de la présente année de gaz, la croissance des ventes directes de gaz hors-réseau ralentit alors qu'on prévoit une augmentation des ventes de gaz du réseau, ce qui, du moins temporairement, arrête l'érosion de la part du marché détenue par les producteurs de gaz du réseau. Cette augmentation des ventes de gaz du réseau et de gaz hors-réseau pourrait se réaliser à cause d'une croissance globale prévue de la consommation du gaz intérieure (une analyse sur la croissance de la demande figure à la section 4.1).

La croissance des ventes directes indique que la concurrence se porte bien dans le secteur industriel du marché. Toutefois, un nombre peu élevé de nouvelles ventes directes ont été faites aux clients résidentiels ou commerciaux à faible consommation. Une des raisons qui expliquent la réduction du taux de croissance des ventes directes au cours de la présente année est que les gros utilisateurs industriels de gaz ont profité pleinement des ventes directes établies à des prix concurrentiels, et que ce marché est fondamentalement saturé. Les utilisateurs résidentiels et commerciaux à faible consommation par le réseau de TCPL n'ont pas encore autant profité des avantages dus à l'introduction des ventes directes que les utilisateurs industriels.

Tarification intérieure du gaz

Un des indices de la mesure dans laquelle tous les utilisateurs ultimes canadiens tirent avantage d'une concurrence accrue sur le marché intérieur pourrait être obtenu en comparant les prix à la frontière de l'Alberta exigés des clients industriels et commerciaux sur les marchés du centre du Canada. Toutefois, il est difficile d'obtenir ces renseignements, car les prix fixés dans les contrats négociés individuellement sont jugés être des renseignements exclusifs.

Comme il est mentionné aux pages 27-30, depuis le 1er novembre 1986, les prix intérieurs demandés de la plupart des utilisateurs de gaz canadien desservis par le réseau de TCPL ont été fixés par contrats conclus entre WGML et les principales sociétés de distribution locale. En vertu de ces contrats, un prix a généralement été fixé pour les clients du marché "captif", tandis que les utilisateurs industriels ont bénéficié de rabais en vertu des PCMC de WGML et, plus récemment, en vertu des RGR. Ces rabais ont même atteint jusqu'à 1,30 $ le gigajoule.

Ce régime de tarification a engendré une "différenciation" hautement stratifiée des prix du gaz du réseau entre les différentes catégories d'utilisateurs ultimes. Les plus gros utilisateurs ont bénéficié des prix les moins élevés alors que des prix progressivement plus élevés étaient exigés des plus petits utilisateurs ayant peu ou pas de souplesse pour passer rapidement d'un combustible à un autre.

Comparaison des prix intérieurs et des prix à l'exportation

Si les marchés du gaz canadiens et américains étaient vraiment intégrés, la concurrence entre les producteurs de l'Alberta se

traduirait par l'égalisation des prix à la tête du puits pour le gaz vendu sur les deux marchés à des modalités semblables.[1] Si, par exemple, les rentrées nettes provenant de la vente du gaz albertain sur le marché de l'est du Canada étaient supérieures aux rentrées nettes provenant des exportations, les producteurs de l'Alberta vendraient de préférence le gaz sur le marché canadien. La concurrence résultante pour ce marché plus lucratif exercerait des pressions à la baisse sur les prix jusqu'à ce que les rentrées nettes provenant des ventes faites à l'est du Canada équivalent à peu près à celles provenant des ventes faites sur les marchés américains.[2]

Il ne faut surtout pas s'attendre à observer des prix exactement équivalents, même dans un marché concurrentiel fonctionnant parfaitement, à cause de facteurs tels que les différences dans les dates d'entrée en vigueur des contrats et les modalités de chaque contrat. En outre, le fait que le transport du gaz se fasse par des canalisations à longue distance fixes empêche le libre écoulement du gaz naturel à partir de toutes les sources d'approvisionnement jusqu'à tous les centres du marché. Cette rigidité dans le transport fait qu'il existera toujours des écarts de prix entre les marchés, ce qui ne se produirait pas, par exemple, sur le marché pétrolier. Néanmoins, à mesure que les obstacles au commerce interprovincial et international sont levés, on peut s'attendre à ce que les écarts diminuent entre les prix à la tête du puits du gaz vendu dans toute région productrice.

À la lumière des commentaires précédents, une comparaison des prix intérieurs et des prix à l'exportation constitue une mesure secondaire utile du niveau de concurrence sur le marché canadien.

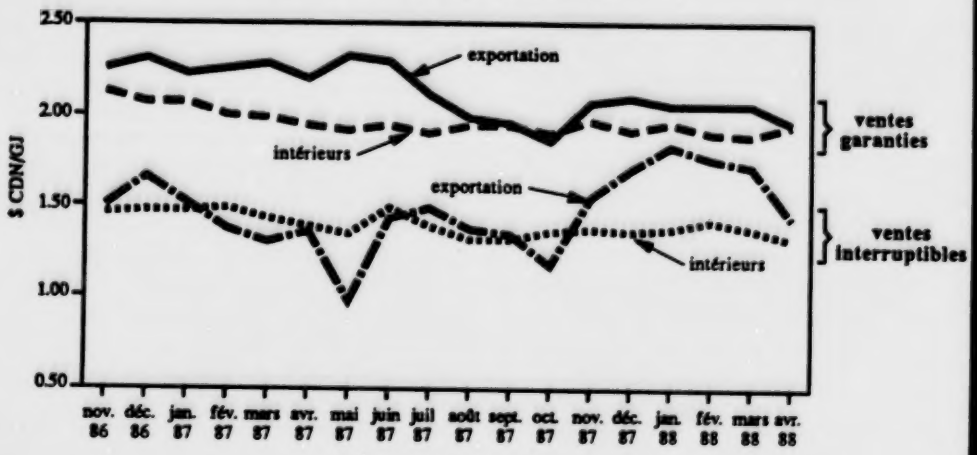
Jusqu'en septembre 1987, les prix à l'exportation du gaz de l'Alberta vendu en vertu de contrats à long terme étaient constamment supérieurs aux prix intérieurs. Récemment, les prix intérieurs et les prix à l'exportation du gaz de l'Alberta ont convergé (figure 3.3).

Selon les données, en ce qui a trait aux ventes du gaz de l'Alberta, les prix à l'exportation sur le marché du disponible sont plus volatils que les prix de ventes intérieures sur le marché du disponible. Si les prix intérieurs moyens applicables aux ventes faites selon une formule interruptible n'ont pas beaucoup varié, se situant entre 1,30 $ et 1,50 $ le gigajoule, les prix à l'exportation applicables aux ventes faites selon une formule interruptible ont descendu jusqu'à 98¢ le gigajoule en mai 1987 et, en janvier 1988, ont atteint 1,83 $ le gigajoule. Au cours de la période couverte par les données, les prix intérieurs ont été en moyenne légèrement inférieurs aux prix à l'exportation.

1. Évidemment, le prix final exigé de chaque utilisateur ultime refléterait les différences dans les coûts de transport, de stockage et de distribution. L'argument susmentionné fait uniquement référence à la composante "gaz" du prix de vente final.
2. L'argument susmentionné concerne les prix à la tête du puits exigés à l'intérieur d'une région productrice particulière, telle que l'Alberta. Toutefois, les prix à la tête du puits exigés dans deux régions productrices différentes, telles que l'Alberta et le Texas, peuvent différer selon les coûts de transport jusqu'aux grands centres de consommation. Par exemple, dans un marché concurrentiel, les prix du marché applicables au gaz de l'Alberta et du Texas vendu sur les marchés du Midwest seraient presque égaux. Toutefois, les prix à la tête du puits au Texas pourraient être supérieurs à ceux de l'Alberta parce que les frais de transport des producteurs du Texas sont moins élevés jusqu'au Midwest.

Figure 3.3

Prix moyens intérieurs et à l'exportation à la frontière de l'Alberta*



* Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

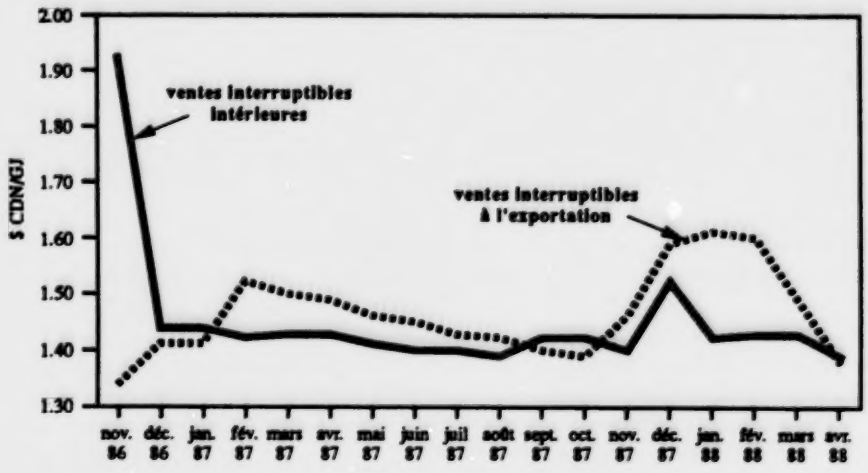
Selon les données relatives à la Colombie-Britannique, les prix intérieurs moyens applicables aux ventes du service garanti à long terme ont été considérablement inférieurs aux prix à l'exportation exigés pour le gaz de la C.-B (non montrés). Toutefois, cela s'explique par les faibles taux de prise du gaz pris en vertu du contrat de vente de gaz à long terme conclu entre Westcoast et Northwest Pipeline Corporation (Northwest), son principal client à l'exportation. Le prix de vente moyen augmente lorsque les achats diminuent en raison des frais fixes liés à la demande que Northwest doit verser à Westcoast.

Les prix intérieurs et les prix à l'exportation applicables aux ventes du service interruptible du gaz de la C.-B. se sont situés à des niveaux presque équivalents (figure 3.4). Sauf en novembre 1986, au cours duquel les prix intérieurs dépassaient de 56¢ le gigajoule les prix à l'exportation, les données indiquent qu'en moyenne, les prix à l'exportation ont dépassé d'environ 5¢ le gigajoule les prix intérieurs.

En s'appuyant sur les données précédentes, il semblerait que les utilisateurs ultimes canadiens ont généralement eu accès au gaz canadien à des modalités au moins aussi favorables que celles offertes aux clients à l'exportation. Il s'agit toutefois de données très globales qui n'établissent pas de comparaison entre les prix à l'exportation et les prix intérieurs exigés par catégorie de clients.

Figure 3.4

Prix moyens intérieurs et à l'exportation à la frontière de la Colombie-Britannique*



* Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

Au cours de la période couverte par les données, on a observé la persistence de certains obstacles au libre écoulement du gaz canadien vers les marchés américains; le plus important d'entre eux était le manque d'accès au service de transport par certains pipelines américains. Toutefois, davantage de pipelinières américaines ont récemment ouvert l'accès à leurs réseaux pour accepter les ventes directes faites par tous les expéditeurs; par conséquent, au cours des prochaines années, l'accès au service de transport assuré par les réseaux pipeliniers américains ne devrait plus constituer un gros obstacle aux exportations canadiennes. À court terme, le manque de capacité pipelinière pourrait constituer l'obstacle majeur à l'accroissement des exportations.

Actuellement, sauf en ce qui a trait aux livraisons faites par le réseau de transport de Great Lakes, la capacité pipelinière pour le transport du gaz importé au Canada est fixée à environ 25 pétajoules par année. Cette limite réduit le niveau de concurrence qui peut s'exercer dans les prix sur les marchés de l'est du Canada.

Dans un marché nord-américain intégré pleinement concurrentiel, les utilisateurs canadiens seraient libres d'acheter du gaz du fournisseur de leur choix, notamment des fournisseurs américains. Actuellement, si par exemple GMi n'est pas satisfait des offres faites par les fournisseurs canadiens, il ne peut demander aux producteurs américains de présenter des soumissions. Même si, au cours de l'année contractuelle

1986-1987, Union a augmenté ses importations des États-Unis, elle est l'un des rares distributeurs canadiens à avoir directement accès aux approvisionnements américains.[1]

En conclusion, les données du marché relatives aux prix intérieurs et aux prix à l'exportation suggèrent que dans l'ensemble, les Canadiens ont pu obtenir le gaz à des prix équivalents ou inférieurs aux prix à l'exportation.

3.6 Résumé - Évaluation du fonctionnement du marché

À la lumière de l'examen fourni dans le présent chapitre, nous pouvons tirer un certain nombre de conclusions sur le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel depuis l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz de 1985.

Des progrès considérables ont été faits en vue de développer un marché intérieur concurrentiel du gaz. Une forte concurrence s'est exercée entre WGML et l'ensemble des vendeurs directs, et entre les vendeurs directs individuels, pour obtenir le marché industriel. Pour la première fois, les producteurs de la Saskatchewan sont intervenus sur le marché interprovincial et, même si les volumes de leurs ventes ont été peu élevés par rapport aux volumes des ventes interprovinciales totales, ils représente une nouvelle source importante de concurrence faite aux ventes du gaz de l'Alberta. Les rabais, jusqu'à 1,60 $ le gigajoule, offerts aux utilisateurs ultimes industriels au cours des deux dernières années montrent le niveau de concurrence que se sont faits les producteurs en vue de s'approprier le marché industriel.

Toutefois, les rabais offerts à la plupart des autres consommateurs de gaz n'ont atteint qu'environ 60¢ le gigajoule depuis novembre 1986. Ainsi, bien que les utilisateurs du marché "captif" aient bénéficié de prix moins élevés, les rabais n'ont pas été aussi importants qu'on aurait été en droit de s'attendre compte tenu de l'excédent considérable de gaz sur le marché.

Le niveau relativement élevé des prix exigés de certains utilisateurs ultimes canadiens est largement attribuable aux facteurs suivants:

- l'impossibilité, pour les distributeurs, d'acheter du gaz de la source d'approvisionnement de leur choix parce que l'Office n'a pas autorisé l'accès à TCPL pour les volumes de gaz qu'ils substitueraient aux achats faits en vertu de contrats à long terme passés avec TCPL;

- la politique du gouvernement de l'Alberta sur les permis d'acheminement du gaz limitant la possibilité, pour certains utilisateurs ultimes, de conclure librement des contrats d'achat direct avec les producteurs de l'Alberta;

- la possibilité, pour WGML/TCPL, de maintenir la part du marché de leurs ventes de gaz du réseau en raison de la position spéciale qu'elles occupent sur le marché, c.-à-d. la possibilité de tirer profits des contrats d'achat-vente en vertu desquels est utilisée la capacité de transport visée par les contrats existants passés entre TCPL et les SDL.

1. Récemment, l'Office a approuvé une demande présentée par St. Clair Pipelines Ltd. visant la construction d'une canalisation sous la rivière Ste-Claire permettant à Union et à d'autres acheteurs d'importer des quantités additionnelles de gaz. Cette canalisation sera conçue afin de fournir une capacité initiale d'environ 80 pétajoules par année.

L'Entente sur le gaz de 1985 prévoyait la mise en oeuvre d'un marché intérieur concurrentiel pour le gaz naturel. Au cours des deux dernières années, la controverse s'est surtout centrée sur ce que constitue un marché concurrentiel pour les ventes interprovinciales faites aux clients du marché captif.

Du point de vue du producteur-expéditeur, TCPL, l'Association pétrolière du Canada et le gouvernement de l'Alberta sont d'avis que les clients du marché captif devraient être tenus d'acheter leur gaz en vertu de contrats de service garanti à long terme. De plus, selon eux, il est convenable que les clients du marché captif paient des prix plus élevés pour leurs fournitures en gaz en raison du niveau de sécurité plus élevé offert par les contrats à long terme.

Du point de vue du consommateur, un grand nombre de petits utilisateurs ultimes et de SDL croient qu'ils devraient être autorisés à faire des achats à court terme à un prix concurrentiel par rapport aux prix de vente exigés des utilisateurs ultimes industriels.

En résumé, les mesures adoptées par les gouvernements, les organismes de réglementation et les groupes commerciaux par suite de l'Entente sur le gaz de 1985 se sont traduites par la création d'un marché interprovincial hautement concurrentiel pour les utilisateurs de gaz industriels à forte consommation. Compte tenu de l'excédent de gaz qui pesait sur le marché, le fait de passer d'un système de tarification réglementé à un régime d'établissement des prix par voie de négociations a été avantageux pour les consommateurs. Il y a eu une forte réduction des prix exigés des utilisateurs industriels, largement attribuable à la forte concurrence qui s'exerçaient entre les vendeurs de gaz en raison de l'excédent. Les prix du gaz exigés des petits utilisateurs ultimes des secteurs commercial, institutionnel et résidentiel ont également diminué, mais pas autant qu'on aurait pu l'espérer dans un marché pleinement concurrentiel. Dans l'ensemble, les consommateurs de gaz canadiens ont eu accès au gaz canadien à des prix équivalents ou inférieurs aux prix à l'exportation.

Chapitre **4**

Évaluation à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz au Canada

Au cours des années 80, la capacité de production du marché du gaz nord-américain a été grandement excédentaire. (figures 4.1 et 4.2)

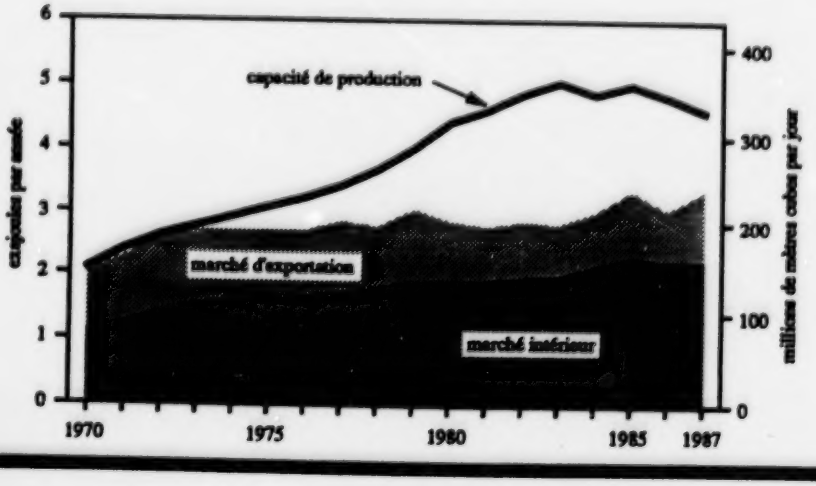
Comme nous en avons discuté au chapitre 2, dans les années 70, les hausses rapides dans les prix et l'augmentation prévue de la demande intérieure et à l'exportation ont favorisé les activités d'exploration pour la découverte de gaz. Par conséquent, la capacité de production au Canada a fortement augmenté et le déclin de la capacité de production aux États-Unis a été arrêtée. Par la suite, la demande de gaz a diminué aux États-Unis et a cessé d'augmenter au Canada. La hausse des approvisionnements, combinée à la baisse de la demande, a provoqué un excédent dans l'offre, ce que l'on a communément appelé la "bulle" de gaz.

Durant la majeure partie des années 70 et au début des années 80, les prix du gaz au Canada et aux États-Unis étaient étroitement réglementés. Des prix réglementés élevés ont aidé à produire et maintenir l'excédent parce que les prix n'étaient pas autorisés à retomber afin de libérer le marché.

Depuis 1985, au Canada et aux États-Unis, les prix du gaz ont de plus en plus varié en fonction des forces du marché. La déréglementation des prix en situation d'excédent s'est traduite par une chute rapide des prix du gaz sur le marché nord-américain. La baisse des prix a découragé l'exploration et encouragé la demande de gaz. Par conséquent, au cours des dernières années, l'excédent a diminué.

Figure 4.1

Capacité de production et demande
Canada



Le présent chapitre présente une évaluation des perspectives de l'offre et de la demande de gaz naturel canadien pour les deux prochaines années. La section 4.1 analyse les développements récents et les perspectives à court terme quant à la demande intérieure, et la section 4.2 examine les perspectives quant aux exportations canadiennes. La section 4.3 traite des développements récents et des perspectives à court terme quant aux approvisionnements en gaz canadien, et la section 4.4 évalue sommairement les perspectives à court terme d'un équilibre entre l'offre et la demande.

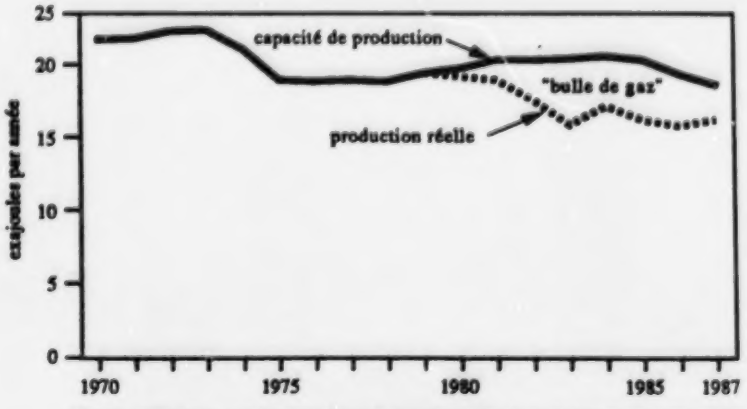
4.1 Demande canadienne de gaz naturel

Environ 50 % du gaz naturel utilisé au Canada est consommé par les secteurs résidentiel et commercial, principalement à des fins de chauffage. Un autre 40 % sert de combustible aux chaudières dans les procédés de production industrielle et environ 8 % sert de charge d'alimentation dans la production de produits pétrochimiques, tels que l'ammoniac et le méthanol. Un faible pourcentage, environ 3 %, sert de combustible dans les centrales électriques, surtout en Alberta.

Environ 40 % de la consommation canadienne de gaz naturel est faite en Ontario, ce qui fait de cette province le plus important consommateur régional de gaz naturel, suivie par l'Alberta, qui en consomme environ 30 %. Le reste, soit 30 %, est consommé au Québec, au Manitoba, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique. Une faible quantité de gaz naturel, extrait des puits de la région de Moncton, est con-

Figure 4.2

Capacité de production et demande*
États-Unis



*Source: "Planning and Analysis Issues", American Gas Association, le 13 juillet 1987.

sommée au Nouveau-Brunswick. La Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve ne consomment pas de gaz naturel (figure 4.3).

Récents développements dans la demande

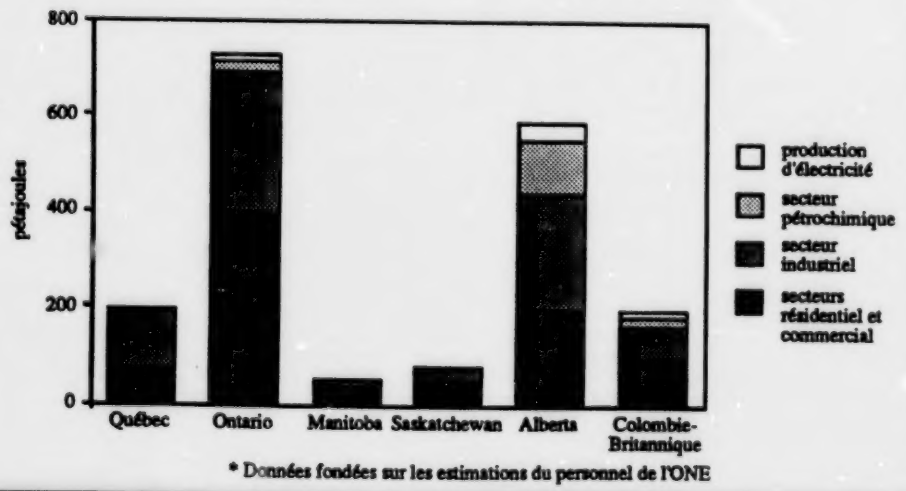
La demande de gaz naturel au Canada a augmenté rapidement dans les années 60 et au début des années 70, s'est stabilisée du milieu des années 70 à 1982 et a augmenté rapidement de 1983 à 1985. La part du gaz naturel dans la demande énergétique totale au Canada a atteint un sommet en 1985 avec presque 24 %.

Depuis 1985, l'utilisation du gaz naturel au Canada a diminué malgré la croissance soutenue dans la consommation totale d'énergie primaire. La part du gaz est passée de 24 % en 1985, à environ 22,5 % en 1987. La baisse de la demande de gaz naturel était principalement attribuable à une chute de la demande des secteurs résidentiel et commercial. L'utilisation industrielle du gaz n'a pratiquement pas varié et l'utilisation du gaz dans la production d'électricité a connu une croissance modeste.

La baisse d'utilisation du gaz dans les ménages et les institutions commerciales s'explique par un certain nombre de facteurs. En 1985, le gouvernement fédéral a mis fin à un programme de subventions qui défrayait les ménages d'une partie des coûts engagés pour convertir leur système de chauffage au mazout en système alimenté au gaz naturel. La chute ultérieure des prix pétroliers, au début de 1986, a fait disparaître la plus grande partie des mesures incitatives restantes visant à convertir les

Figure 4.3

Demande de gaz naturel au Canada consommation par secteur et par région (1987)*



* Données fondées sur les estimations du personnel de l'ONE

systèmes de chauffage à l'utilisation du gaz naturel.

Toutefois, les conditions climatiques constituent le principal facteur expliquant la faible utilisation du gaz dans les ménages et les commerces en 1986 et 1987. En 1985, les températures moyennes au Canada se situaient près de la normale. Par contre, en 1986 et 1987, les températures ont été de 4 % et 10 % plus élevées que la normale, respectivement. Même si les conditions climatiques variaient grandement partout au Canada, cela s'était traduit, au cours des deux dernières années, par une forte réduction de la demande de gaz à des fins de chauffage.

Au cours des deux dernières années, la demande industrielle de gaz a été stable, augmentant d'environ 1 % en 1986 et diminuant d'autant en 1987. La demande industrielle a été influencée par des facteurs se contrebalançant:

- la production industrielle a augmenté de près de 2 % en 1986 et de 4 % en 1987, ce qui a stimulé la demande industrielle de gaz. Toutefois, la croissance de la production n'était pas égale dans toutes les régions. Si l'est du Canada a connu une croissance relativement forte, l'Ouest canadien, particulièrement l'Alberta, dont la demande industrielle de gaz représente un tiers de la demande au Canada, a vu sa production industrielle diminuer en 1986 et 1987;

- dans l'est du Canada, le gaz naturel a temporairement perdu son avantage concurrentiel par rapport au mazout. En 1986, lorsque les prix pétroliers se sont effondrés, les prix du gaz n'ont pas diminué assez rapidement pour empêcher des utilisateurs industriels de délaisser le gaz naturel en faveur d'autres combustibles à la fin de 1986 et au début de 1987.

De 1985 à 1987, la demande de gaz, à titre de charges d'alimentation pétrochimiques, a très peu varié, même si la faible demande de méthanol a contribué à une légère baisse dans l'utilisation du gaz naturel en 1986.

Au cours des trois dernières années, les volumes de gaz utilisés pour la production de l'électricité ont peu changé et la plupart des variations observées étaient attribuables à la hausse de la demande de pointe d'électricité en Alberta.

Perspectives à court terme de la demande de gaz naturel

Le climat est le principal facteur expliquant les variations à court terme dans l'utilisation du gaz naturel dans les résidences et les commerces. L'activité industrielle et les prix relatifs des combustibles influencent largement la demande industrielle et pétrochimique.[1]

1. À court terme, l'importance des prix relatifs des combustibles est limitée. Au Canada, même si un grand nombre d'utilisateurs industriels de gaz peuvent utiliser du gaz naturel, puis passer au mazout lourd ou à l'électricité, peu d'entre eux peuvent le faire pendant une période continue. Sans faire d'investissements additionnels dans l'équipement, nous croyons qu'uniquement 10 % de l'utilisation industrielle existante de gaz en Ontario et au Québec (environ 40 pétajoules en 1986) peut être remplacée, à court terme, par l'utilisation du mazout lourd. Toutefois si, pendant une période plus longue, soit trois ans, un écart de 30 % persiste dans les prix, nous prévoyons qu'environ 20 % à 30 % de la consommation de gaz faite dans l'est du Canada sera perdue en faveur de l'utilisation d'autres combustibles.

Comme on s'attend à ce qu'au cours des deux prochaines années, les approvisionnements restent excédentaires, les prix du gaz vendu, en vertu de contrats de service garanti à court terme, aux utilisateurs industriels canadiens devraient rester bas. Au fur et à mesure que la capacité de production excédentaire diminue, les prix devraient se mettre à augmenter ultérieurement.

Les prix applicables aux ventes de gaz sur le marché du disponible vont fluctuer en fonction des conditions prévalant sur le marché. Par exemple, ces prix devraient augmenter en période hivernale, au moment où la demande est élevée, et baisser de nouveau en période estivale.

Comme nous en avons discuté à la page 29, les prix exigés de la plupart des utilisateurs canadiens des secteurs résidentiel et commercial à faible consommation ont été récemment fixés par entente entre WGML et les principales sociétés de distribution. Les nouveaux contrats prévoient un régime d'établissement des prix qui produit à la frontière de l'Alberta un prix de 2,20 $ le gigajoule pour tous les clients du marché "captif" du Manitoba, de l'Ontario et du Québec pendant les deux prochaines années. Au terme de cette période, les dispositions relatives à l'établissement des prix seront sujettes à renégociation (cela exclut les clients de la zone de concession d'Union parce qu'au moment de la rédaction du rapport, Union ne s'était pas encore entendue avec WGML).

Pour 1988, nos prévisions de la demande résidentielle et commerciale de gaz sont fondées sur l'hypothèse selon laquelle les températures au Canada seront d'environ 4 % plus élevées que la normale. Nous nous sommes servis des données réelles sur la température jusqu'en juillet 1988 et nous avons supposé que, pour le reste de l'année, les températures atteindront la normale. Si on les reporte sur une base annuelle, ces prévisions représentent un refroidissement d'environ 6 % par rapport à 1987. Pour 1989, nous supposons que les températures atteindront la normale, ce qui sous-entend un refroidissement supplémentaire de quelque 4 % par rapport à 1988.

Si les températures sont normales, on peut s'attendre à ce que la demande des secteurs résidentiel et commercial augmente de près de 4 % en 1988 et d'un autre 4 % en 1989. Dans l'Ouest canadien, cette hausse serait de beaucoup supérieure à la moyenne puisque c'est là que les écarts de température, au-dessus de la normale, ont été les plus élevés en 1987.

Si l'on suppose que le gaz naturel demeurera compétitif par rapport aux autres combustibles, et si la forte croissance économique se maintient pour le reste de l'année, nous prévoyons une hausse d'environ 2 % dans l'utilisation industrielle du gaz naturel en 1988.

En 1989, une croissance économique plus lente pourrait limiter la croissance dans l'utilisation du gaz naturel et de l'énergie dans l'industrie. Toutefois, à la fin de cette année, le programme d'Hydro-Québec de vente des excédents d'électricité à l'industrie prendra fin graduellement. Il devrait donc y avoir, en 1989, une hausse sensible de la demande de gaz naturel au Québec au fur et à mesure que les utilisateurs d'électricité adopteront le gaz. Nous prévoyons également, en 1989, un certain accroissement de la production du bitume en Alberta se traduisant par une augmentation de la demande de gaz naturel servant à produire de la vapeur pour récupérer le bi-

tume. Tous ces facteurs réunis devraient générer des hausses d'environ 3 % dans la demande industrielle de gaz en 1989.

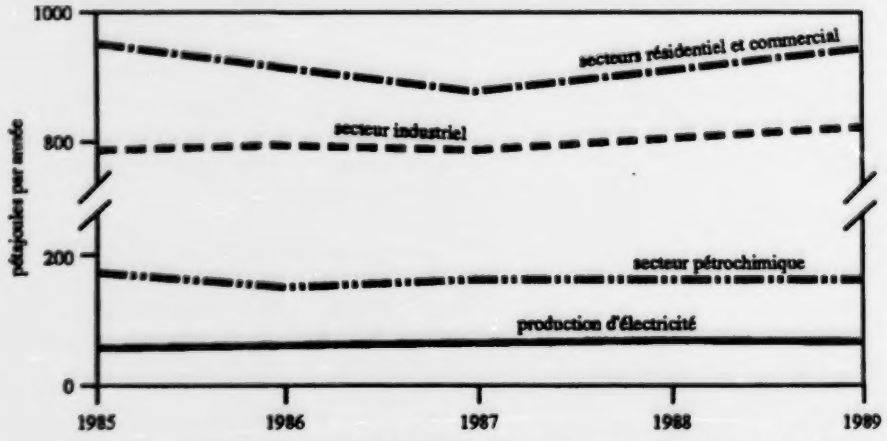
Au cours des deux prochaines années, nous ne prévoyons pas de changement dans le nombre d'usines pétrochimiques en service et nous n'envisageons pas un changement important dans le taux d'utilisation de la capacité des usines existantes. Les niveaux d'utilisation du gaz naturel par les usines pétrochimiques devraient demeurer les mêmes qu'en 1987.

La difficulté de prévoir les besoins en électricité en période de pointe rend ardu l'établissement des prévisions de la demande de gaz pour la production d'électricité. D'après nos prévisions les meilleures ayant trait aux besoins en période de pointe en 1988 et 1989, nous envisageons une faible augmentation de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité.

En résumé, nous prévoyons qu'en 1988 et 1989, il y aura reprise de la croissance de la demande de gaz naturel au Canada à un niveau d'environ 3,3 % par année, attribuable à une croissance générale dans les principaux secteurs de consommation (figure 4.4 et tableau 4.1).

Figure 4.4

Demande de gaz naturel au Canada résultats récents et perspectives à court terme*



* Données historiques, 1985-1986 fondées sur les renseignements de Statistique Canada; données 1987-1988 fondées sur les estimations du personnel de l'ONE.

4.2 Résultats récents et perspectives à court terme relatives aux exportations canadiennes

À la fin des années 60 et au début des années 70, les exportations canadiennes aux États-Unis ont constamment augmenté, atteignant un sommet d'un peu plus d'un exajoule en 1973, ce qui équivalait à 4,7 % de la totalité du marché américain. Jusqu'en 1980, les volumes d'exportation et la part du marché américain détenue par les exportations canadiennes sont restés stables. Puis, au cours de la première moitié des années 80, les exportations ont accusé un recul marqué, atteignant environ 770 pétajoules en 1983. La part du marché américain détenue par les exportations canadiennes est néanmoins restée supérieure à 4 % en raison de la baisse de la demande totale de gaz aux États-Unis.

Tableau 4.1
Demande primaire de gaz naturel au Canada

	pétajoules	% de l'augmentation	part en % de la demande d'énergie primaire détenue par le gaz
1985	2117		24,2
1986	2064	-2,5	23,4
1987	2046	-0,9	22,4
1988	2114	3,3	22,8
1989	2184	3,3	23,2

En juillet 1983, afin de préserver sa part d'un marché américain du gaz à la baisse, le Canada a modifié sa politique d'imposition des prix à l'exportation uniformes à la frontière. En vertu de la nouvelle politique d'application d'un barème des prix incitatifs en fonction du volume (BPIV), on a accordé des réductions dans les prix pour les ventes qui dépassaient de 50 % les quantités annuelles visées par les licences.

En novembre 1984, pour contrer la hausse de l'excédent de gaz aux États-Unis et les nouvelles directives concernant la politique d'importation américaine, le Canada a de nouveau modifié sa politique d'exportation. Cette nouvelle politique a autorisé un système d'établissement des prix à l'exportation par voie de négociations entre les acheteurs et les vendeurs, sous réserve du respect de certains critères, dont le plus important était que les prix à l'exportation ne devaient pas être inférieurs aux prix de gros exigés à Toronto pour le gaz.

En octobre 1985, on a accordé davantage de souplesse aux exportateurs en éliminant les restrictions de volume dans les ordonnances d'exportation à court terme, et en remplaçant le critère relatif au prix plancher à Toronto par un prix plancher régional. Les exportateurs ont d'abord été tenus de prouver que les exportations proposées respectaient le critère relatif au prix avant d'être autorisés à exporter. En novembre 1986, ce système a été remplacé par un nouveau système en vertu duquel était exercée une surveillance après coup des prix à l'exportation (figure 4.5).

En même temps qu'était modifiée la politique d'exportation, les ententes en matière d'exportation étaient changées afin de tenir compte des nouvelles réalités du marché aux États-Unis. Par exemple:

- dans les contrats à long terme, on a introduit une méthode flexible qui permettait d'établir et de réviser régulièrement les prix d'après les prix des combustibles de remplacement;

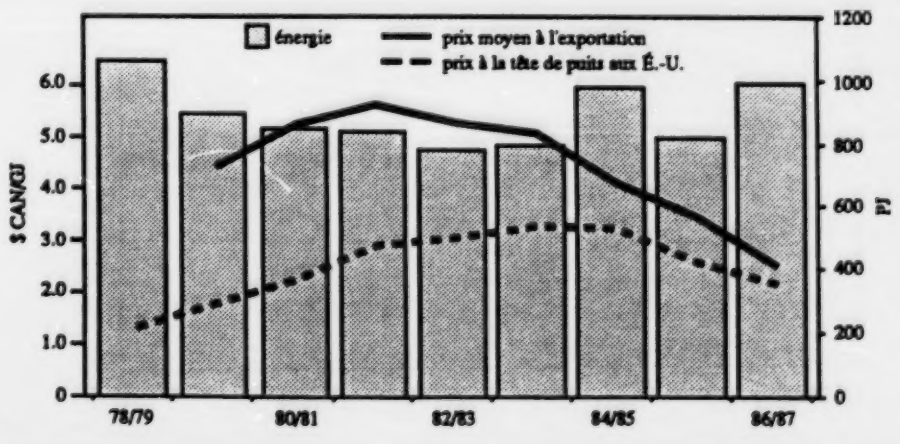
- on a introduit des contrats à options multiples autorisant la vente de certains volumes sur le marché du disponible en vertu d'un système d'examen mensuel des prix; et

- les efforts de commercialiation ont été réorientées; au lieu de viser des ventes aux pipelinières, on a intensifié les efforts de vente directe aux sociétés de distribution.

Les changements dans les ententes et les politiques en matière d'exportation ont eu des incidences positives sur les volumes d'exportation, ces derniers étant revenus aux niveaux des années 70. La baisse des volumes d'exportation subie en 1985-1986 était largement attribuable aux problèmes liées aux obligations forfaitaires qui existaient entre les pipelinières américaines et leurs producteurs. Souvent, on donnait la préférence aux producteurs américains par rapport aux producteurs canadiens parce qu'un grand nombre de pipelinières américaines devaient se conformer aux obligations de prise minimales auprès des producteurs américains et n'avaient aucune obligation de ce genre envers les producteurs canadiens.

Figure 4.5

Volumes exportés par rapport au prix moyen à l'exportation, à la frontière, au prix moyen à la tête de puits aux É.-U.



Même si les volumes d'exportation ont augmenté, la totalité des revenus tirés des exportations a diminué en raison de la forte chute dans les prix moyens à l'exportation (figure 4.6).

Aux États-Unis, les pipelinières interétatiques font de plus en plus fonction de transporteurs de gaz afin de satisfaire aux achats directs des SDL et des autres utilisateurs ultimes. Ce changement se réflète dans la structure modifiée des ventes à l'exportation; des volumes plus élevés sont vendus directement aux SDL et aux utilisateurs ultimes par l'intermédiaire des courtiers (figure 4.7). De plus, davantage de volumes d'exportation sont vendus sur le marché du disponible à court terme (figure 4.8). Toutefois, les ventes à long terme sont toujours le principal soutien du commerce d'exportation au Canada.

Figure 4.6

Total des revenus à l'exportation

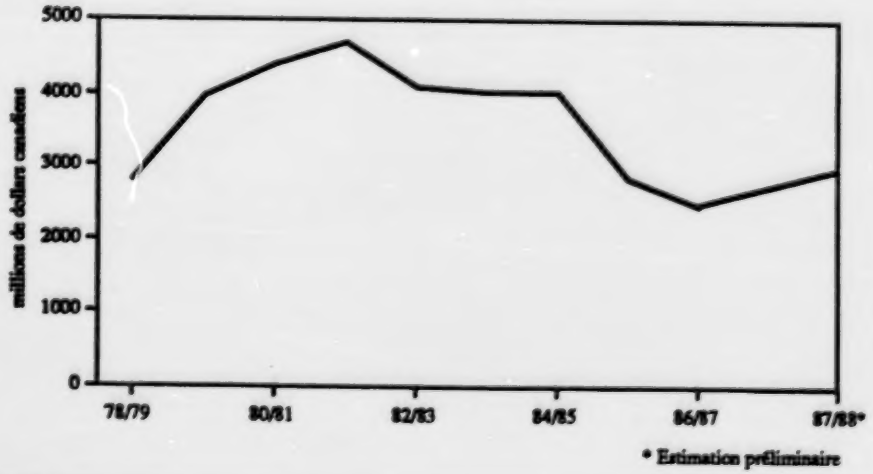


Figure 4.7

Structure des ventes à l'exportation

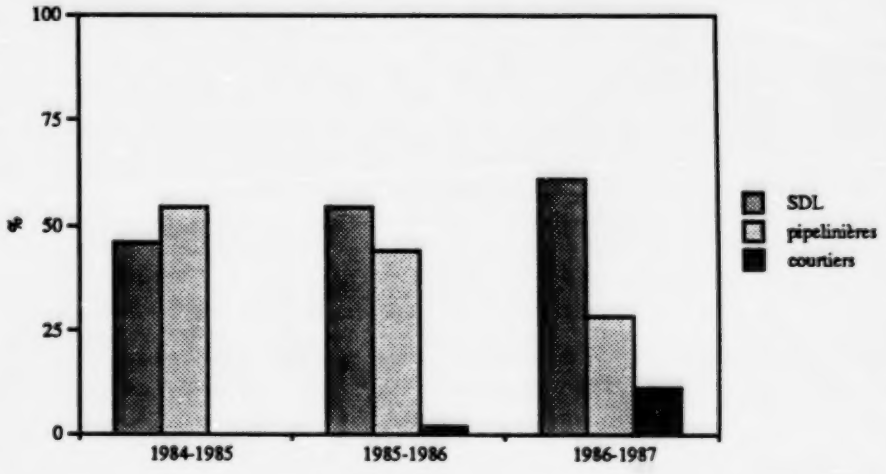
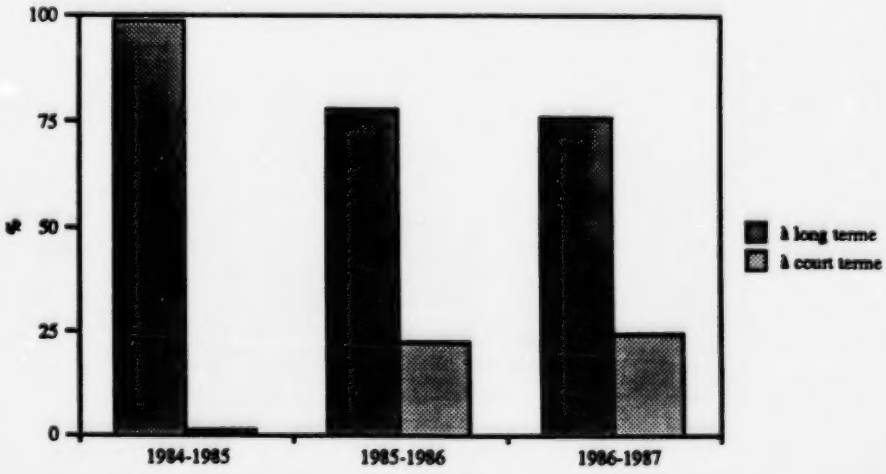


Figure 4.8

Structure des contrats à l'exportation



Perspectives relatives aux exportations

On prévoit que les exportations augmenteront de 22 % et de 9 % en 1988 et 1989 respectivement, et qu'elles atteindront un niveau d'environ 1,4 exajoule en 1989 (figure 4.9).

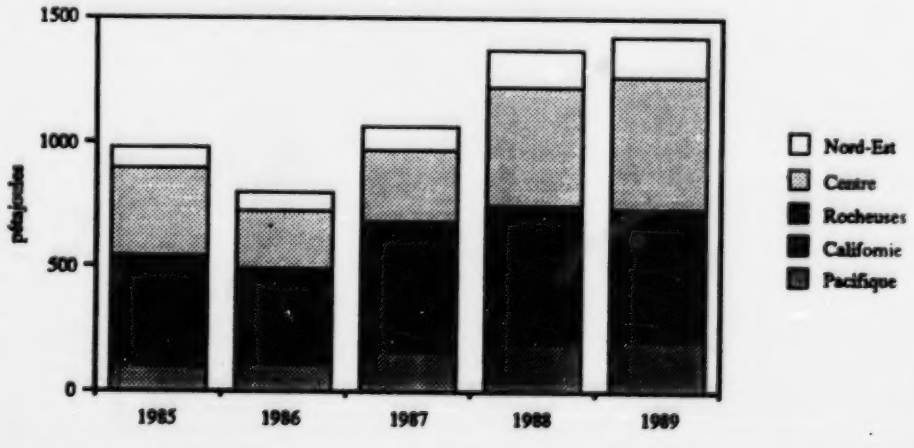
L'amélioration actuelle et prévue dans les exportations de gaz est attribuable à une politique concurrentielle d'établissement des prix à l'exportation, à une faible hausse de la demande totale de gaz naturel aux États-Unis et à un accès plus ouvert aux pipelines américains dicté par les ordonnances 436 et 500 délivrées par la FERC (voir l'annexe B pour une liste des pipelines exploités en vertu du libre-accès).

Même si dernièrement, les ventes d'exportation ont connu d'importantes hausses, elles ne représentent encore que 7 % de la consommation totale de gaz aux États-Unis.

Sur une base régionale, le Canada fournit environ la moitié du gaz consommé dans la région Nord-Ouest en bordure du Pacifique et environ le quart de la consommation en Californie, y compris près de la moitié dans le nord de la Californie. Moins de 4 % des fournitures de gaz destinée aux régions des Rocheuses, du Centre et du Nord-Est proviennent du Canada. Au cours des vingt dernières années, la part du marché du gaz détenue par le Canada a constamment augmenté sur les marchés de la Californie et du Nord-Est, a été relativement stable dans la région du Centre, et a toutefois connu une forte chute dans la région des Rocheuses et dans la région Nord-Ouest en bordure du

Figure 4.9

Exportations de gaz naturel par région et par marché



Pacifique, une vigoureuse concurrence y étant exercée par le charbon et le mazout lourd vendus à des prix peu élevés.

En 1987, près de la moitié des exportations totales ont été faites en Californie, qui est le marché le plus important du Canada; en 1987, ce marché avait absorbé 52 % de l'augmentation dans les exportations totales par rapport à 1986 (figure 4.10). Une grande partie de l'augmentation des volumes exportés en Californie est attribuable à la hausse des ventes faites par Alberta & Southern à Pacific Gas & Electric dans le nord de la Californie. Au cours des trois dernières années, les ventes à SoCal Gas

Figure 4.10

Destinations des exportations canadiennes vers les marchés régionaux des États-Unis

points d'exportation

1 Huntingdon, C.-B.	4 Aden, Alb.	7 Sprague, Man.	10 Niagara Falls, Ont.
2 Kingsgate, C.-B.	5 Monchy, Sask.	8 Fort Frances, Ont.	11 Cornwall, Ont.
3 Cardston, Alb.	6 Emerson, Man.	9 Windsor, Ont.	12 Philipsburg, Qc

dans le sud de la Californie ont atteint la totalité des niveaux visés dans les contrats.

Près des deux tiers de la croissance prévue dans les exportations en 1988-1989 devraient se produire dans les États américains du Centre. Dans les dernières années, les importateurs de cette région ont acheté peu de gaz canadien en raison de leurs obligations forfaitaires. Toutefois, ils recommencent actuellement à acheter du gaz canadien. Les vendeurs canadiens bénéficient également d'un accès amélioré aux marchés américains par les pipelines américains qui sont récemment devenus des transporteurs de gaz à libre-accès.

On s'attend également à ce que les ventes faites dans la région du Nord-Ouest des États-Unis en bordure du Pacifique augmentent en raison de l'accès amélioré aux pipelines américains. Au cours de l'année contractuelle 1988-1989, les ventes faites dans le Nord-Est des États-Unis, qui sont actuellement limitées par la capacité pipelinière, devraient tirer avantage d'une hausse prévue de 40 % dans la capacité de la canalisation Niagara de TCPL.

Même si les exportations totales augmentent, les exportations à long terme ont un taux d'écoulement bien inférieur aux niveaux autorisés en vertu des licences délivrées par l'ONE. Selon nos prévisions, les exportations à long terme devraient se situer à environ 55 % du niveau autorisé pour 1989.

4.3 Réserves et capacité de production

On estime que les réserves restantes de gaz naturel au Canada ont diminué d'environ 6 %, passant de 77,3 exajoules à la fin de 1985 à 72,3 exajoules à la fin de 1987. Pendant cette période, la production a atteint environ 3,2 exajoules par année, dépassant les additions annuelles aux réserves, qui se situaient, en moyenne, à un peu plus d'un exajoule. Les niveaux annuels de production et des additions aux réserves figurent au tableau 4.2, de même que les prévisions pour 1988 et 1989.

De 1985 à 1987, le taux des nouvelles découvertes est demeuré fondamentalement le même, à 0,6 exajoule par année.[1] Ce taux, qui est largement inférieur aux taux des années où le forage avait atteint des sommets, soit vers la fin des années 70 et au début des années 80, est attribuable aux niveaux comparativement peu élevés des forages exploratoires entrepris dans les dernières années. La découverte la plus remarquable faite durant cette période a été le gisement Caroline en Alberta, contenant des réserves de gaz commercialisable estimées à environ 0,6 exajoule.

Les révisions et les augmentations des réserves existantes ont diminué considérablement, passant de 1,3 exajoule en 1985 à une quantité négative en 1987. Cette réduction était grandement attribuable aux révisions à la baisse apportées aux estimations des réserves attribuées aux petits gisements de l'Alberta.[2] Jusqu'à maintenant, nous avons réduit d'environ 3 exajoules les réserves des petits gisements productifs. Nous prévoyons inclure dans nos évaluations finales établies pour 1987 et dans nos prévisions de 1988 d'autres diminutions pour les gisements non productifs. D'ici à 1989, lorsque ces redressements à la baisse se-

1. Données établies d'après les réservations pour l'année initiale.
2. On entend par petits gisements les gisements comportant des réserves avant production de 10 pétajoules au maximum.

ront faits, nous prévoyons que les additions aux réserves, après révisions et augmentations, devraient revenir aux niveaux atteints antérieurement.

Il est important de faire des évaluations fiables des réserves des petits gisements parce qu'ils peuvent très bien fournir une partie importante de l'approvisionnement futur en gaz. Toutefois, parce que 70 % de ces gisements n'ont jamais été productifs et que généralement, ils ne comportent qu'un puits, il est difficile de faire des évaluations fiables. Au cours de la dernière décennie, la proportion des réserves restantes contenues dans les gisements plus petits a augmenté en raison du nombre élevé de découvertes de petits gisements et de l'épuisement des gisements plus gros.

En Alberta, quelque 35 % des réserves restantes de la province se trouvent dans des gisements qui, à l'origine, contenaient 10 pétajoules de gaz ou moins. Les réserves restantes de ces petits gisements sont d'environ un pétajoule par gisement. En moyenne, le taux d'épuisement de ces gisements est d'environ 20 % alors que, dans le cas des plus gros gisements, dans lesquels ont été découvertes près des trois quarts de toutes les réserves trouvées jusqu'à maintenant, le taux d'épuisement approche 50 %.

Tableau 4.2
Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable dans les régions classiques[1]
(exajoules)

	réserves restantes début de l'année	additions			production annuelle	réserves restantes fin de l'année
		découvertes	révisions et augm.	total		
1985	78,6	0,6	1,3	1,9	3,2	77,3
1986[2]	77,3	0,5	0,8	1,3	3,1	75,3
1987[3]	75,3	0,5	-0,3	0,2	3,2	72,3
Prévisions						
1988	72,3	0,6	-0,2	0,4	3,6	69,1
1989	69,1	0,6	1,6	2,2	3,8	67,5

1. Données établies d'après les évaluations du personnel de l'Office.
2. Les données de 1986 ne balancent pas en raison d'un redressement de la production cumulative de l'Ontario.
3. Données préliminaires.

Ratio réserves-production

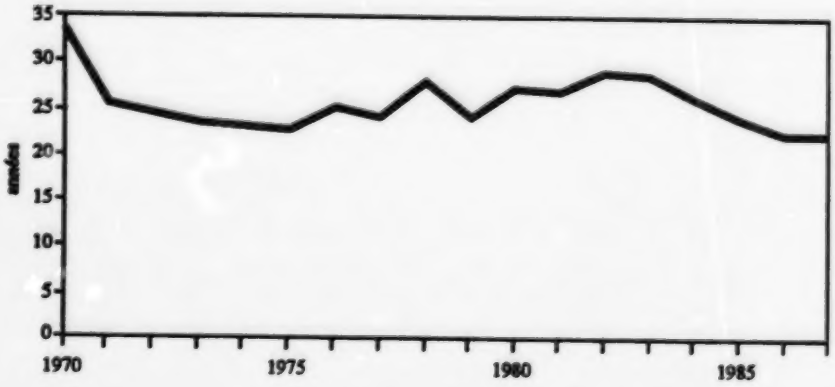
Le ratio réserves-production est le ratio des réserves établies restantes courantes par rapport au taux de production annuel courant.

Après avoir connu une période initiale de baisse avant 1971, le ratio réserves-production du gaz naturel de l'Ouest canadien s'est stabilisé à près de 25 jusqu'en 1979, les niveaux de réserves et de production augmentant approximativement au même taux. Au début des années 80, les hausses soutenues des réserves combinées à la demande globale à la baisse se sont traduites par un ratio à la hausse qui a atteint un maximum de près de 29 en 1982 et 1983. Depuis, le ratio a diminué en raison des réserves décroissantes et de l'importante hausse dans la production survenue en 1987. Le ratio réserves-production de 1987 est évalué à 23. Les ratios provinciaux varient relativement peu: 27 en Colombie-Britannique, 23 en Alberta et 24 en Saskatchewan.

Certaines réserves ne peuvent être immédiatement utilisées afin de satisfaire à la demande. Il s'agit par exemple des réserves reportées à des fins d'économie d'énergie et de celles dont la mise en valeur est actuellement trop coûteuse. Compte tenu de la non-disponibilité à court terme de ces réserves, nous estimons que, si la pleine capacité de production disponible actuelle était utilisée, le ratio réserves-production serait d'environ 14 pour les provinces de l'Ouest.

Figure 4.11

Réserves restantes/production de gaz naturel
Ouest canadien



Perspectives des additions aux réserves

On prévoit peu de changements dans le niveau des forages exploratoires de gaz au cours de deux prochaines années en raison de l'excédent actuel dans l'offre. Par conséquent, les taux de découverte devraient être comparables à ceux des trois années précédentes.

On prévoit des hausses de 3,6 et de 3,8 exajoules en 1988 et 1989, respectivement, dans la production du gaz naturel, hausses grandement attribuables à un accroissement prévu des exportations.

Le résultat net de nos prévisions relatives aux additions aux réserves et à la production sont les suivantes: d'ici à la fin de 1989, les réserves établies restantes devraient diminuer d'un autre 6 % et atteindre un niveau d'environ 68 exajoules (tableau 4.2).

Capacité de production

La capacité de production est une évaluation de la production disponible à tout moment donné.[1] Près de 90 % de la capacité de production canadienne se trouve en Alberta, 10 % en Colombie-Britannique et le reste en Saskatchewan, dans les Territoires du Nord-Ouest et dans l'est du Canada (figure 4.12).

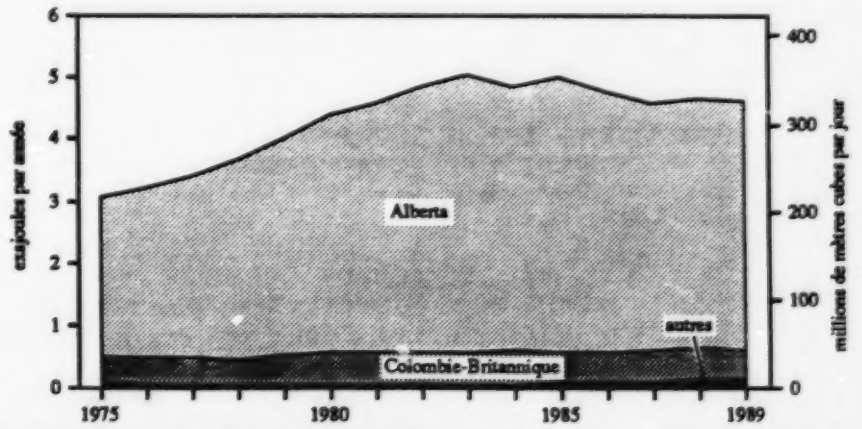
À la fin des années 70 et au début des années 80, la capacité de production annuelle en Alberta a augmenté rapidement; toutefois, depuis 1983, elle a diminué légèrement et atteint un niveau estimé actuellement à environ 3,9 exajoules.

En Colombie-Britannique, depuis 1973, la capacité de production a continuellement

1. Une définition plus rigoureuse de la capacité de production figure dans le glossaire.

Figure 4.12

Capacité de production
Canada



augmenté. Les problèmes liés à la capacité de production qui se sont présentés par la suite au gisement de Beaver River, dans le nord de la Colombie-Britannique, ont empêché de répondre aux obligations contractuelles des clients de Westcoast dans la région du Nord-Ouest des États-Unis en bordure du Pacifique. La capacité de production a subi une baisse continuelle jusqu'à la fin des années 70, pour se remettre ensuite à augmenter en raison des niveaux élevés des activités de forage. On évalue la capacité de production annuelle courante à environ 500 pétajoules en Colombie-Britannique et dans les régions adjacentes du sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest raccordées au réseau de Westcoast.

En Saskatchewan et dans l'est de l'Ontario, la capacité de production annuelle est actuellement d'environ 100 pétajoules.

Nos données représentent la capacité de production immédiatement disponible à partir de toutes les réserves raccordées, et celle auquel on pourrait avoir accès, dans environ six mois, à partir des réserves raccordées et non raccordées et des additions aux réserves. Ces estimations comprennent la capacité de production à partir de quelques puits de forage intercalaire qui, même si on les considère économiques sur une base individuelle, ne peuvent être forés en raison de la situation économique particulière du producteur concerné. Pour ces raisons, nos estimations seront plus élevées que la capacité de production immédiatement disponible. De plus, nos prévisions ne sont pas limitées par la capacité de collecte et de transport des grands réseaux pipeliniers tels que ceux de NOVA et de TCPL.

Nous prévoyons qu'en 1988 et 1989, la capacité de production annuelle au Canada restera pratiquement la même, compte tenu de nos perspectives relatives aux additions aux réserves et à la production annuelle.

Importations de gaz naturel

Actuellement, les importations de gaz naturel n'influencent pas tellement l'offre et la demande au Canada. Pour l'année contractuelle se terminant le 31 octobre 1987, les importations nettes se sont chiffrées à un peu plus de 3 pétajoules, soit les deux dixièmes d'un pour cent de la consommation intérieure de gaz. En novembre 1987, les importations de gaz ont commencé à augmenter, lorsque près de 2 pétajoules ont été importés. L'hiver dernier, les importations de gaz ont été faibles, mais en mars et en avril, les volumes importés ont repris leurs niveaux de 2 pétajoules par mois. Du 1er novembre 1987 au 31 août 1988, les importations se sont chiffrées à environ 15 pétajoules.

Presque toutes les importations arrivent au Canada près de Windsor, en Ontario, et servent à desservir le marché de l'Ontario. Les trois principaux importateurs sont Union Enterprises (société mère d'Union), Union et Consumers'. Le gaz a été vendu en vertu de contrats de service interruptible à court terme à des prix établis d'après les prix sur le marché du disponible aux États-Unis.

Les installations qui sont actuellement utilisées pour importer le gaz près de Windsor sont reliées au réseau de distribution d'Union en Ontario raccordé avec Panhandle Eastern Pipeline Co., une pipelinière interétatique qui a accès à divers approvisionnements en gaz. La capacité

d'importation du gaz à Windsor est actuellement d'environ 2 pétajoules par mois.

La nature à court terme des contrats actuels d'importation rend les prévisions des importations futures très incertaines. Nous n'avons donc pas inclus les importations dans le présent rapport. Toutefois, l'Office a récemment approuvé une demande présentée par St. Clair Pipelines Ltd. visant la contruction d'une nouvelle canalisation sous la rivière Sainte-Claire, canalisation qui, une fois construite, devrait accroître considérablement la capacité d'importation. Ainsi, prochainement, les importations pourraient constituer un facteur important dans l'équilibre de l'offre et de la demande de gaz naturel au Canada.

4.5 Évaluation de l'équilibre à court terme entre l'offre et la demande

On s'attend à ce qu'au cours de la période couverte par le présent rapport, la capacité de production du gaz naturel au Canada soit plus qu'appropriée pour approvisionner la demande prévue de gaz naturel, y compris les exportations de gaz (figures 4.13 et 4.14).

Toutefois, dans une journée de pointe, la demande et la capacité d'approvisionnement atteignent rapidement un équilibre (figure 4.15).

Au cours des cinq dernières années, la demande du marché dans une journée de pointe équivalait à environ 150 % de la demande d'une journée moyenne alors que

Figure 4.13

Capacité de production et demande
Alberta et est de l'Alberta

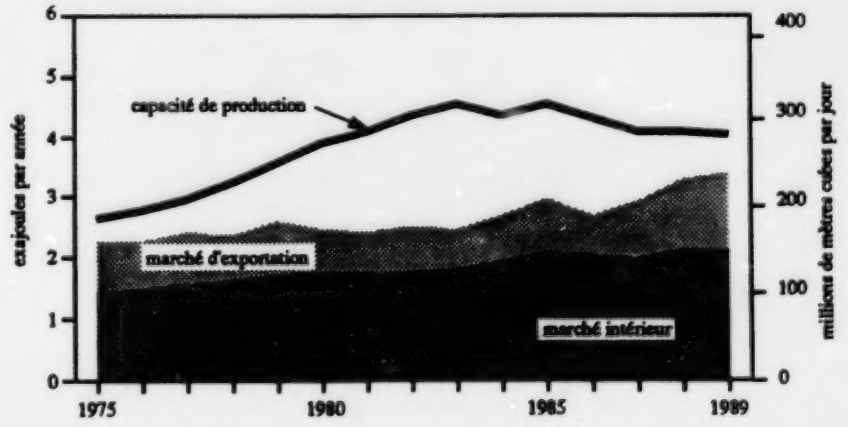


Figure 4.14

Capacité de production et demande Colombie-Britannique

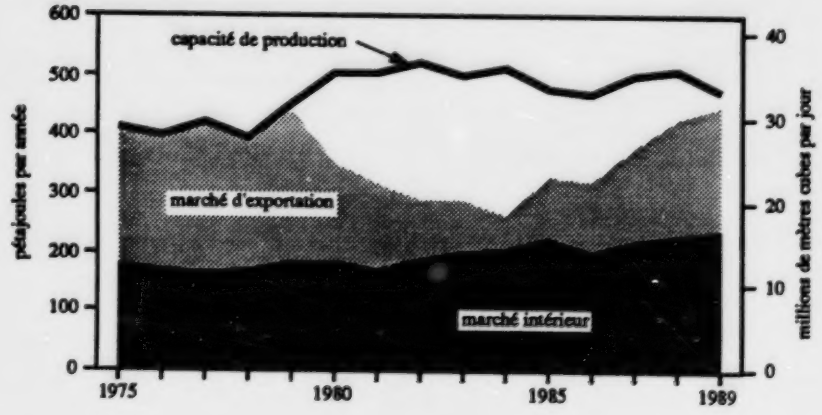
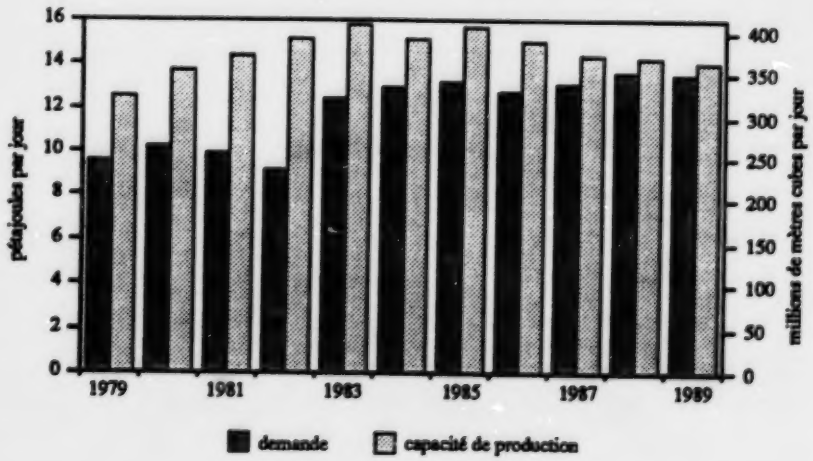


Figure 4.15

Capacité de production et demande (jour de pointe)



généralement, les contrats d'approvisionnement comportaient des provisions pour les journées de pointe équivalant à 110 % à 133 % de la demande d'une journée moyenne. On prévoit que le taux d'utilisation de la capacité de production au cours des journées de pointe dépassera 90 % dans les deux prochaines années contractuelles du gaz (tableau 4.3).

En résumé, la capacité de production devrait être plus que suffisante pour répondre à la demande au cours des deux prochaines années, même si l'écart entre la capacité et la demande s'est rétréci durant les jours de pointe.

Comme nous en discutons dans le prochain chapitre, le principal obstacle à un accroissement des ventes à court terme sera la limitation de la capacité pipelinière.

Tableau 4.3
Prévisions de la capacité de production et de la demande[1]
(pétajoules)

	1985	1986	1987	1988	1989
annuelles (pétajoules/année)					
capacité de production	4995	4790	4593	4565	4496
demande					
- primaire intérieure	2117	2064	2046	2114	2184
- perte de retraitement	195	183	199	223	231
- exportations	975	794	1063	1370	1421
	3287	3041	3307	3707	3836
% d'utilisation de la capacité de production	66	63	72	81	85
jour de pointe (pétajoules/jour)					
capacité de production	15,6	15,0	14,4	14,3	14,1
demande totale	13,1	12,7	13,1	13,5	13,5
% d'utilisation de la capacité de production	84	85	91	94	96

1. Toutes les données du tableau sont calculées au site de production du gisement après traitement. La capacité de production au cours d'une journée de pointe est calculée d'après les données annuelles à l'aide d'un facteur de charge moyen relatif aux taux journaliers maximaux indiqués dans les contrats du producteur. La demande totale au cours d'une journée de pointe est établie d'après les données sur les taux d'utilisation de l'espace pipelinier des principaux réseaux de transport du gaz au Canada au cours d'une journée de pointe. Il s'agit d'une mesure de la demande en capacité de production au cours d'une journée de pointe plutôt qu'une mesure de la demande de l'utilisateur ultime au cours d'une journée de pointe.

Chapitre 5

Capacité pipelinière disponible pour les marchés intérieur et d'exportation

L'aptitude à livrer, sur demande, le gaz naturel aux utilisateurs ultimes est non seulement fonction de la capacité de production, mais également de la capacité du réseau pipelinier et des installations de stockage connexes. Dans le présent chapitre, nous analysons les quantités de gaz devant être acheminées sur les marchés intérieurs et d'exportation par les réseaux de transport canadiens en 1989, et nous comparons ces quantités à la capacité pipelinière disponible. De plus, nous étudions le rôle de la capacité de stockage du réseau de livraison de gaz et examinons les besoins additionnels à court terme en matière de capacité pipelinière et de stockage.

5.1 Capacité pipelinière des réseaux canadiens de transport du gaz

La figure 5.1 illustre les réseaux de transport du gaz naturel au Canada et leurs niveaux annuels de capacité.[1] Sont également illustrés les principaux réseaux américains raccordés aux réseaux canadiens.

Tableau 5.1
Taux d'utilisation de la capacité pipelinière en janvier et février*

	capacité (PJ)	% d'utilisation au cours de deux mois			
		1986	1987	1988	1989 (prévisions)
Westcoast	95	75	79	78	83
NOVA	450	80	75	92	93
ANG	100	70	93	99	99
Foothills	70	46	34	96	96
TCPL (ouest)	280	91	80	88	90
TCPL (central)	120	98	97	99	99

* Les données relatives au réseau de TransGas en Saskatchewan ne sont pas disponibles.

La majorité des principaux réseaux de transport canadiens ont fonctionné à des niveaux de capacité élevés en janvier et février, soit en période de pointe hivernale, et nous prévoyons que cela se poursuivra (tableau 5.1). Durant ces mois, en 1988, le taux d'utilisation moyen, d'un peu plus de 90 %, indique qu'il y a eu un grand nombre de jours où les pipelines ont fonctionné à pleine capacité ou presque. La situation du tronçon central du réseau de TCPL, desservant l'Ontario et le Québec, est particulièrement préoccupante.

Nous analysons plus en détail la situation de chacun de ces réseaux dans les pages qui suivent.

Westcoast - Colombie-Britannique

Sauf pour une partie du sud-est de la Colombie-Britannique, qui reçoit son gaz de l'Alberta, la Colombie-Britannique répond à ses propres besoins grâce au gaz produit dans la province; elle est desservie par les installations de Westcoast Energy Inc. Le réseau de Westcoast a été sous-utilisé en raison des faibles taux de prise prévus aux termes de l'important contrat d'exportation passé entre Westcoast et Northwest Pipeline Corporation. Toutefois, depuis 1983, le taux d'utilisation a augmenté graduellement (figure 5.2).

1. Les niveaux annuels de capacité pipelinière indiqués dans le présent rapport sont établis par le personnel de l'Office d'après les renseignements produits dans les demandes de construction d'installations et dans les rapports sur les débits réels déposés devant l'Office. Pour évaluer le niveau de capacité pipelinière, il faut tenir compte d'un grand nombre de facteurs, notamment des écarts entre la capacité saisonnière et celle au cours d'une journée de pointe, de la nécessité d'effectuer des travaux d'entretien annuels, etc. Les niveaux annuels de capacité indiqués dans le présent rapport constituent uniquement des exemples.

Figure 5.1

Grands réseaux de gazoducs*

capacité annuelle en 1989 \ 400
(pétajoules)

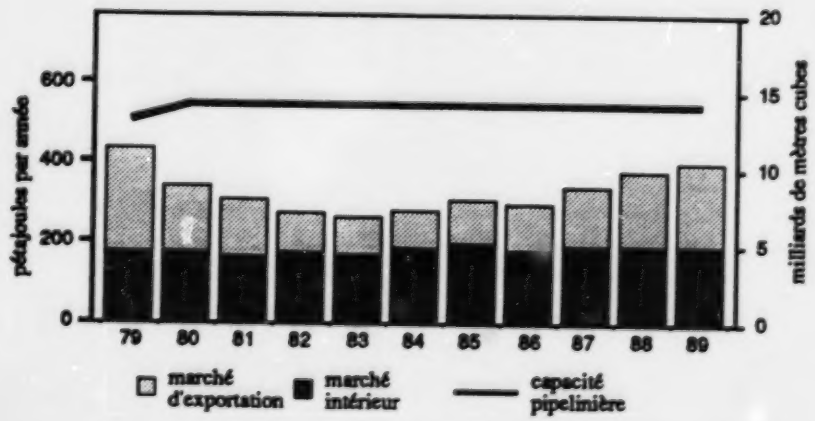
* Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

La capacité annuelle de la canalisation principale de Westcoast est de 550 pétajoules. Nous prévoyons qu'en 1989, les besoins annuels se chiffreront à 410 pétajoules, dont 205 pétajoules devraient être exportées, ce qui signifie un taux d'utilisation de la capacité d'environ 75 %.

On prévoit que le taux d'utilisation du tronçon de la canalisation servant à l'exportation, dont la capacité annuelle est de 305 pétajoules, se chiffrera en moyenne à environ 67 %. Comme les débits prévus sont tout à fait dans les limites de la capacité du réseau, nous prévoyons qu'en 1989, aucune limite ne sera imposée quant à la capacité du réseau de transport de Westcoast. Toutefois, comme nous l'indiquons à la section 3.3, au cours des deux dernières années, la capacité des installations de traitement du gaz en amont du réseau de transport a été limitée.

Afin d'aider les producteurs à maximiser leurs ventes, Unocal Canada Limited et Westcoast mettent en valeur le gisement pétrolifère d'Aitken Creek, au nord de la Colombie-Britannique, en un site de stockage du gaz. Ainsi, le gaz pleinement traité pourra être stocké l'été et prélevé l'hiver, ce qui permettra des taux d'utilisation plus élevés des installations de traitement et de transport en amont.

Figure 5.2
Utilisation de la capacité pipelinière*
Westcoast



*Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

NOVA - Alberta

Les propres besoins de l'Alberta sont satisfaits grâce aux installations de Northwestern Utilities et de Canadian Western Natural Gas, de même que par les livraisons faites directement aux utilisateurs ultimes par le réseau de NOVA. En outre, par l'intermédiaire des installations de NOVA, l'Alberta approvisionne les marchés du gaz à l'extérieur de la province par les réseaux d'Alberta Natural Gas, de Foothills Pipelines et de TCPL. De moindres quantités de gaz sont exportées au Montana par le réseau Canadian-Montana Pipeline.

Même si la capacité ne semble pas avoir été limitée sur les marchés de l'Alberta, NOVA a transporté, en 1987, des niveaux records de gaz et a dû réduire, l'hiver dernier, une partie du service interruptible. L'an dernier, NOVA a reçu beaucoup de demandes visant de nouveaux services garantis et elle prévoit construire de nouvelles installations pour y répondre. Toutefois, elle a avisé tous les expéditeurs utilisant son réseau qu'elle ne pourrait assurer avant le 1er novembre 1990 un nouveau service garanti à la plupart des points de réception, en ce qui a trait à toute demande reçue après décembre 1987.

Les limites de capacité imposées par NOVA pourraient entraver une augmentation des ventes intérieures et d'exportation du gaz albertain à court terme, en dehors des périodes de pointe, généralement de mars à décembre.

Alberta Natural Gas et Foothills

L'Alberta fournit d'importantes quantités de gaz au marché de la Californie par les installations d'Alberta Natural Gas System (ANG) et le tronçon ouest du réseau de Foothills. Le point d'exportation est situé à Kingsgate, en Colombie-Britannique. La capacité annuelle totale du réseau est de 570 pétajoules, et la demande prévue pour 1989 se chiffre à 520 pétajoules, ce qui signifie un taux d'utilisation prévu de 91 % (figure 5.3). Il est possible de faire d'autres exportations par ce réseau, mais elles devront probablement avoir lieu en saison creuse, l'été.

Le tronçon est du réseau de Foothills transporte le gaz albertain jusqu'au point d'exportation situé à Monchy, en Saskatchewan, pour exportation vers la région du Centre des États-Unis. La capacité annuelle de la canalisation se chiffre à 400 pétajoules et la demande d'exportation prévue pour 1989 est de 365 pétajoules, ce qui indique un taux d'utilisation de la capacité de 91 % (figure 5.3). Comme dans le cas de l'installation d'exportation de Kingsgate, les ventes additionnelles devraient vraisemblablement être effectuées au cours des mois de la période creuse.

TransGas - Saskatchewan

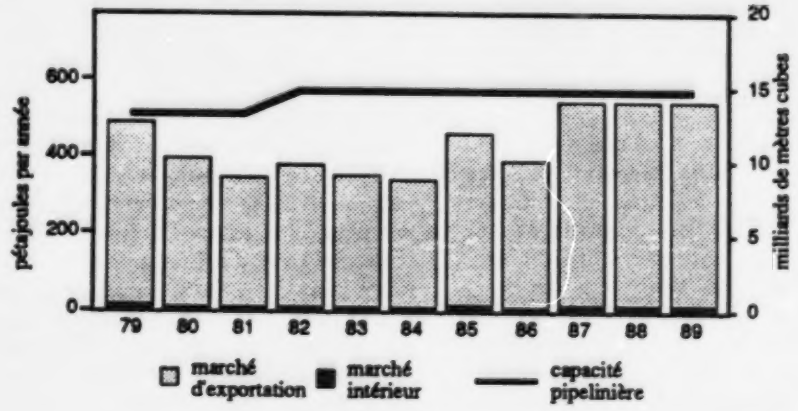
Le gaz produit en Saskatchewan sert à approvisionner la plus grande partie de la demande de la province, soit environ 90 pétajoules par année. Près de 75 % des besoins en gaz de la Saskatchewan sont desservis par les installations du réseau de transport provincial de TransGas, et environ 25 % par le réseau de TCPL. Les installations de TransGas servent également à livrer le gaz produit en Saskatchewan jusqu'au réseau de TCPL à des fins de transport à l'extérieur de la province. Un agrandissement, d'un coût de 93 millions de dollars, du réseau de TransGas est actuellement en cours. La capacité annuelle du réseau pour

Figure 5.3

Utilisation de la capacité pipelinière*

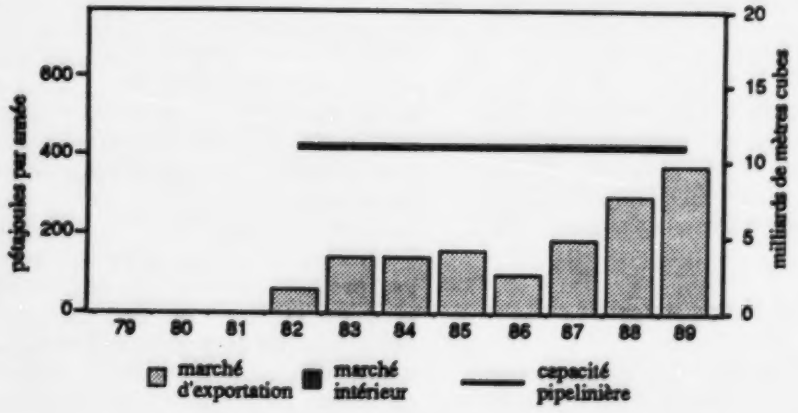
a)

Alberta Natural Gas (y compris le tronçon ouest de Foothills)



b)

Tronçon est de Foothills



*Les notes en bas de page se trouvent à l'annexe D.

la livraison du gaz hors de la Saskatchewan passera ainsi de 30 à 100 pétajoules d'ici décembre 1988.

TransGas a reçu des demandes visant un service garanti additionnel se chiffrant à environ 60 pétajoules par année pour l'année de gaz 1989-1990. Elle prévoit ajouter de nouvelles installations pour répondre à cette demande.

Réseau de TCPL

Le réseau de TCPL transporte le gaz de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux marchés intérieurs et aux points d'exportation à l'est de l'Alberta. À l'exception d'environ 20 pétajoules par année produits et consommés en Ontario, c'est le gaz de l'Alberta qui sert à approvisionner essentiellement tous les marchés du Manitoba, de l'Ontario et du Québec. De même, une moindre quantité de gaz est importée des États-Unis en Ontario, mais nous n'en avons pas tenu compte dans la présente analyse. Comme nous l'avons déjà indiqué, il se peut que très prochainement, il y ait augmentation des importations, ce qui aurait un effet sur le taux d'utilisation de la capacité pipelinière et sur la planification de la capacité future du réseau de TCPL.

D'après nos prévisions de la demande intérieure et d'exportation, en 1989, la demande totale de gaz de l'Alberta et de la Saskatchewan transporté par le réseau de TCPL se chiffrera à environ 1380 pétajoules, dont 325 pétajoules constitueront la demande d'exportation. La capacité du tronçon ouest de TCPL, dans lequel le gaz traverse la Saskatchewan et le Manitoba, est d'environ 1600 pétajoules par année, ce qui indique un taux d'utilisation de la capacité prévu de 86 % sur ce tronçon (figure 5.4).

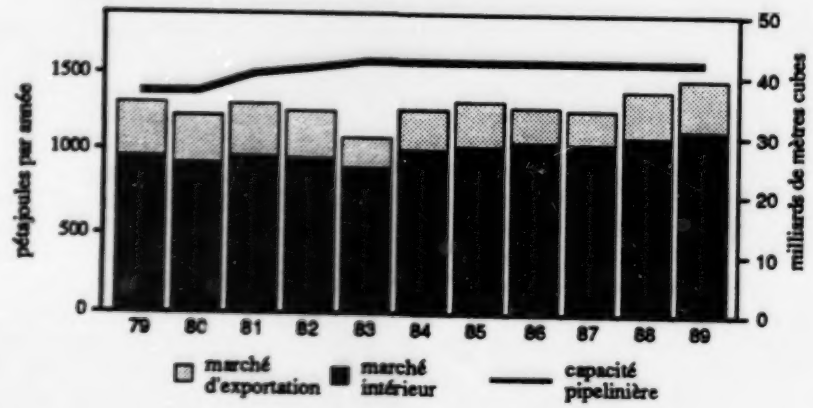
La capacité annuelle de la canalisation desservant le point d'exportation d'Emerson est de 750 pétajoules, dont 325 pétajoules sont utilisées par TCPL pour assurer le transport garanti du gaz jusqu'aux marchés de l'est du Canada en passant par le réseau de Great Lakes Gas Transmission System (Great Lakes) aux États-Unis. Des 425 pétajoules de la capacité restante servant à desservir le marché de l'exportation à partir d'Emerson, seulement près de la moitié serait exigée au cours de l'année de gaz 1988-1989, principalement pour des ventes à l'exportation dans le Centre des États-Unis.

Même si au cours des deux prochaines années, on ne prévoit pas que toute la capacité disponible du réseau de Great Lakes sera utilisée, la majeure partie de cette capacité sera destinée aux divers expéditeurs qui ont passé des contrats de service garanti avec Great Lakes. Comme le réseau de Great Lakes n'est pas un réseau à libre-accès, l'accès est réservé uniquement aux expéditeurs qui ont passé des contrats de service garanti. Par conséquent, il ne faut pas compter sur le réseau de Great Lakes pour faire des ventes additionnelles dans l'est du Canada, à court terme.

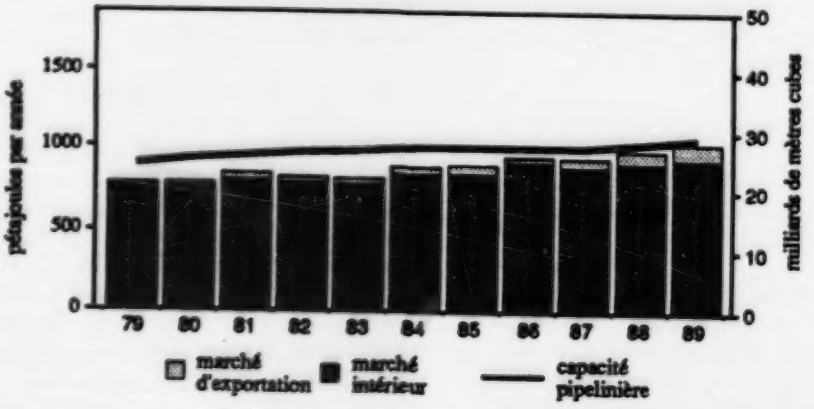
À l'est du Manitoba, la capacité utilisée pour expédier le gaz sur les marchés de l'est du Canada tombe à 1085 pétajoules par année, dont 760 pétajoules sont disponibles sur le réseau de TCPL passant au nord du Lac Supérieur, les 325 pétajoules restants étant transmis par le réseau de Great Lakes aux États-Unis. On a évalué les besoins de livraison du gaz à l'est du Manitoba à 1070 pétajoules en 1989, y compris des exportations de 115 pétajoules, dont 90 pétajoules devraient être acheminés par Niagara Falls. Par conséquent, ce tronçon du réseau de TCPL devrait être pleinement

Figure 5.4
Utilisation de la capacité pipelinière

a) **Tronçon ouest de TCPL (débit total)**



b) **Tronçon central de TCPL/Great Lakes (débit vers l'est du Canada)**



*Les notes en bas de page se trouvent dans l'annexe D.

utilisé, offrant peu ou pas de possibilités pour des ventes additionnelles, sauf si des installations additionnelles étaient construites.

Récemment, TCPL a été autorisée à mettre en place sur le tronçon central des installations d'une valeur de 120 millions de dollars. Toutefois, depuis ce temps, TCPL a révisé à la hausse ses prévisions de débit et a modifié son projet d'agrandissement du réseau. Elle a présenté à l'Office une demande visant à investir jusqu'à 550 millions de dollars afin d'être en mesure de satisfaire à la demande croissante et de se doter d'une certaine réserve de capacité.[1]

En résumé, on prévoit qu'au cours des saisons froides de 1988-1989 et 1989-1990, le tronçon central de TCPL et le réseau de Great Lakes fonctionneront à pleine capacité ou presque.

Sans agrandissement ultérieur du réseau, la restriction dans la capacité entravera une nouvelle poussée sur les marchés de l'est du Canada et du Nord-Est des États-Unis. Au moins jusqu'en novembre 1989, une certaine capacité devrait être inutilisée sur le tronçon ouest de TCPL jusqu'à Emerson, au Manitoba; elle pourrait donc permettre d'augmenter les exportations au Midwest des États-Unis.

5.2 Capacité de stockage

On considère, avec raison, que les installations de transport et de stockage constituent des parties intégrantes d'un réseau intégré de livraison du gaz naturel. Nous évaluons que la demande des utilisateurs ultimes, au cours d'une journée de pointe, dans l'est du Canada équivaut à environ 5,5 pétajoules. Il s'agit du double de la charge journalière moyenne. On a construit des grands réservoirs de stockage afin de réduire le besoin d'installations de transport plus coûteuses à partir de l'Alberta. On peut prélever dans ces réservoirs un total d'environ 2,5 pétajoules par jour et répondre à près de 40 % des besoins journaliers hivernaux en Ontario et au Québec.

Tableau 5.2
Capacité de stockage au Canada[1]
(pétajoules)

	capacité totale du réservoir[2]	capacité opérationnelle totale[2]
Ontario	240	170 [3]
Saskatchewan	145	33
Alberta	145	32
Total - Canada	530	235 [4]

1. Données tirées de *Canadian Natural Gas Focus*, vol. II, n° 2, août 1988, p. 5
2. La capacité totale du réservoir se rapporte à la quantité totale de gaz dans le réservoir alors que la capacité opérationnelle se rapporte à la quantité de gaz disponible à des fins de retrait.
3. De ce montant, 107 pétajoules (63 %) sont détenus et exploités par Union et 63 pétajoules (37 %) sont détenus et exploités par Consumers'. Inter-City Gas Ltd. détient également une certaine quantité de réserve de gaz naturel liquéfié (GNL), mais cette quantité n'est pas comprise dans le tableau.
4. La capacité de stockage du GNL est exclue du total en raison de la faiblesse du volume stocké.

C'est Consumers' qui a le plus besoin des installations de stockage étant donné qu'elle dessert beaucoup de clients résidentiels et commerciaux dont les besoins varient directement en fonction de la température. Union, qui détient et exploite près de 63 % de la capacité de stockage existante

1. Une audience a commencé le 18 octobre 1988 pour l'étude de cette demande.

dans l'est du Canada, assure des services de stockage et de transport connexes à Consumers' et à d'autres sociétés de distribution à l'est du Canada.

Le gaz est stocké l'été, lorsque la demande est faible, et prélevé l'hiver, lorsque la demande est forte, afin de satisfaire aux besoins des utilisateurs ultimes. TCPL et les distributeurs locaux peuvent ainsi compenser les fortes variations saisonnières de la demande, ce qui permet un taux d'utilisation élevé de la canalisation principale du réseau de transport durant toute l'année.

Le tronçon central du réseau de TCPL desservant les marchés à l'est du Manitoba est par conséquent conçu pour satisfaire aux besoins journaliers moyens durant toute l'année; il a fonctionné presque à pleine capacité au cours des deux dernières années. TCPL livre également le gaz à partir de ses installations de stockage en Ontario jusqu'aux autres points d'utilisation ultime en Ontario et au Québec n'ayant pas de grandes installations de stockage. Par conséquent, pour faire les livraisons en période de pointe, en hiver, on se sert des installations pipelinières situées à l'est des grands réservoirs de stockage du sud de l'Ontario, installations conçues pour transporter le gaz au cours des journées de pointe.

Les ventes directes ont accru l'intérêt porté aux services de stockage. Dans le passé, les services d'équilibrage de l'offre et d'appoint relevaient uniquement du distributeur; maintenant, un utilisateur ultime qui achète du gaz directement d'un producteur peut choisir de passer des contrats distincts pour ces services. Par exemple, Union offre maintenant aux utilisateurs ultimes un service de stockage distinct.

Récemment, la Commission de l'énergie de l'Ontario a autorisé Consumers' et Union à mettre sur pied conjointement une installation de stockage additionnelle de 17 pétajoules au gisement Dowmoore. Cette installation devrait être mise en service d'ici le 1er novembre 1989. Le gisement Dowmoore est le dernier réservoir connu dans le sud de l'Ontario convenant au stockage du gaz. Les services publics de l'est du Canada devront éventuellement passer des contrats avec des distributeurs américains pour satisfaire à d'autres besoins de stockage.

Outre le service de stockage, les distributeurs bénéficient d'une plus grande souplesse pour satisfaire aux besoins au cours des journées de pointe en réduisant les livraisons faites à certains de leurs clients, habituellement les gros utilisateurs industriels qui peuvent s'alimenter avec deux sortes de combustible et qui achètent leur gaz en vertu de contrats de service interruptible.

5.3 Évaluation de la capacité pipelinière et de stockage disponible

À l'exception du réseau de Westcoast, tous les grands réseaux de transport qui acheminent le gaz au Canada et à l'étranger fonctionnent actuellement à pleine capacité ou presque. Plus précisément, au cours des deux prochaines saisons froides, le réseau de transport de NOVA en Alberta et le tronçon central du réseau de TCPL devraient fonctionner à pleine capacité durant les journées de pointe.

Dans les dernières années, des expéditeurs ont compté sur le service interruptible pour répondre en partie aux besoins du service garanti en raison de la rareté des interruptions et des économies réalisés en adoptant

le service interruptible plutôt que le service garanti. Toutefois, la fréquence des interruptions augmentera beaucoup au cours des deux prochains hivers.

Même si, à court terme, on ne prévoit pas d'augmentation rapide dans la demande de gaz dans l'est du Canada, il devrait y avoir une forte hausse des exportations dans les régions du Nord-Est et du Midwest des États-Unis.

Les interruptions plus fréquentes du service interruptible et la hausse de la demande d'exportation ont incité les expéditeurs à demander un service garanti additionnel à NOVA, TransGas et TCPL, service qui nécessitera la construction de nouvelles installations. Compte tenu du temps requis pour planifier les projets pipeliniers, pour obtenir l'approbation des organismes de réglementation et pour construire, les nouvelles installations ne peuvent être mises en service qu'après un certain délai qui peut même aller jusqu'à deux ans après la présentation d'une demande de service.

Même si Union et Consumers' mettent actuellement sur pied une installation de stockage additionnelle, cette installation ne sera pas prête pour aider à atténuer, l'hiver prochain, les problèmes de livraison au cours des journées de pointe.

L'absence de capacité de réserve sur le tronçon central de TCPL et le manque d'accès au réseau de Great Lakes empêchera TCPL, à court terme, d'augmenter ses livraisons de gaz dans l'est du Canada. Si les températures de l'hiver prochain sont plus froides que la normale, TCPL devra vraisemblablement couper le service interruptible au cours des jours de pointe. Bien sûr, les livraisons aux utilisateurs ultimes qui ont demandé un service garanti ne seront pas nécessairement touchées. La plupart des consommateurs qui comptent sur un service interruptible sont des industries qui peuvent passer, au besoin, au mazout ou à l'électricité en cas d'interruption de leur approvisionnement en gaz.

L'absence de capacité de réserve sur le réseau de NOVA empêchera également une croissance à court terme des exportations du gaz albertain dans les États du Midwest et du Nord-Est des États-Unis. Au cours de l'année de gaz 1989-1990, des exportations additionnelles pourront être faites de la Saskatchewan jusqu'aux États du Midwest à partir d'Emerson par le pipeline de Midwestern.

En résumé, au cours des deux prochaines saisons froides, la capacité des réseaux de transport et des installations de stockage devrait être suffisante pour permettre d'assurer, dans les régions de l'est du Canada, tout le service garanti visé en vertu des contrats existants. Toutefois, le service interruptible sera vraisemblablement interrompu plus fréquemment sur les réseaux de NOVA et de TCPL. De plus, ***la restriction dans la capacité pipelinière empêchera, à court terme, d'accroître les exportations sur la plupart des marchés américains.***

Chapitre 6

Conclusions

À l'examen de l'évolution récente du marché canadien du gaz naturel, nous constatons que de grands changements se sont produits depuis l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz naturel de 1985. Avant l'Entente, le marché interprovincial était constitué d'un petit nombre d'expéditeurs (parmi lesquels TCPL était de loin le plus important) qui vendaient à un petit nombre de sociétés de distribution locale. Au cours des deux dernières années, le nombre de producteurs de gaz vendant directement aux utilisateurs ultimes a augmenté considérablement, ce qui a accru la concurrence qui s'exerce entre les vendeurs et, compte tenu de l'important excédent de capacité de production, a réduit fortement les prix à la tête du puits.

Les producteurs ont réagi rapidement aux défis que pose la vente de gaz dans un nouveau milieu concurrentiel. Ainsi, depuis que les ventes directes ont commencé, les producteurs de la Saskatchewan ont réussi à exploiter et vendre de nouvelles réserves. La rapidité avec laquelle l'important agrandissement du réseau de transport de TransGas, en Saskatchewan, a été conçu, approuvé et construit témoigne de l'aptitude du secteur de la production à s'adapter aux nouvelles possibilités du marché.

Les producteurs ont rapidement maîtrisé l'aspect de la mise en marché et pénétré de nouveaux marchés. Par exemple, le volume des exportations faites aux termes des ordonnances à court terme est passé, entre 1986 et 1987, de 18 à 147 pétajoules. De même, alors qu'en 1985, les achats de gaz dans l'est du Canada n'étaient faits que par une poignée de sociétés de distribution, ils sont actuellement faits par quelque 460 sociétés et institutions.

De leur côté, les consommateurs de gaz ont profité des possibilités offertes par les ventes directes, comme en témoignent les efforts faits par des groupes, tels que les commissions scolaires, les municipalités et les hôpitaux, pour obtenir du gaz à des prix moins élevés en traitant directement avec les producteurs. Lorsque les gouvernements des provinces productrices, comme dans le cas de la Saskatchewan, ne se sont pas opposés à de telles transactions, les utilisateurs ultimes ont réalisé des économies. L'arrivée des firmes de courtage a également facilité les ventes entre producteurs et utilisateurs ultimes.

Si les producteurs ont cherché de nouveaux marchés aux États-Unis, les acheteurs s'y sont également tournés pour trouver de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. Les tentatives effectuées pour intensifier les liens entre les marchés canadiens et américains reflètent les efforts des acheteurs pour diversifier leurs sources d'approvisionnement.

Les gouvernements et les organismes de réglementation du Manitoba, de l'Ontario et du Québec ont adopté des mesures pour permettre les ventes directes. Toutefois, les modalités d'accès aux réseaux de distribution font toujours l'objet d'une surveillance étroite de la part des organismes de réglementation.

En résumé, comme le prévoyait l'Entente sur le gaz de 1985, le marché s'est assoupli davantage pour s'adapter aux changements. Maintenant, les producteurs bénéficient de possibilités plus nombreuses sur le marché et les utilisateurs ultimes peuvent choisir parmi une plus grande variété de sources d'approvisionnement.

Malgré la souplesse accrue du marché, il existe toujours des obstacles à un régime de tarification pleinement concurrentiel.

Au cours des dernières années, une certaine division est apparue dans l'industrie du gaz naturel au Canada. D'un côté, TCPL/WGML, les consortiums TOPGAS, les principaux producteurs de gaz du réseau et le gouvernement de l'Alberta ont tenté de conserver leur part du marché du gaz du réseau. De l'autre côté, les producteurs détenant des réserves considérables libres de contrats, les firmes de commercialisation du gaz et bon nombre de consommateurs sont en faveur d'un développement rapide et soutenu du marché des ventes directes.

Le résultat de l'évolution du marché apparaît dans les données sur les ventes directes. Au cours des deux dernières années, un grand nombre de clients industriels prenant une quantité élevée de gaz ont bénéficié de rabais importants. Toutefois, les prix exigés des autres utilisateurs ultimes n'ont pas diminué dans la mesure où ils auraient dû si ces utilisateurs ultimes avaient été libres de négocier les prix directement avec les producteurs. Le fait que les utilisateurs ultimes, tels que les hôpitaux et les établissements d'enseignement, ont pu obtenir d'importants rabais en traitant directement avec les producteurs de la Saskatchewan en témoigne. Ainsi, même si la pleine concurrence régnait dans le secteur industriel du marché, les secteurs commercial et résidentiel n'ont pas encore bénéficié de prix aussi concurrentiels.

Il n'a jamais été prévu que la transition d'un régime de tarification entièrement réglementé à un régime de tarification concurrentiel serait facile. La chute abrupte des prix énergétiques qui a suivi la signature de l'Entente sur le gaz de 1985 a rendu la transition plus difficile pour les producteurs de gaz et l'Alberta. Compte tenu des incidences sur les revenus des producteurs et sur les redevances perçues par le gouvernement de l'Alberta, on comprend que des parties aient tenté d'appuyer un système d'établissement de prix intérieurs fondé sur des contrats à long terme.

Équilibre entre l'offre et la demande à court terme

L'excédent de capacité de production qu'a récemment connu le marché du gaz au Canada se résorbe, en grande partie parce ce que les prix peu élevés du gaz ont découragé l'exploration.

Nous prévoyons qu'au cours des deux prochaines années, cet excédent continuera de se résorber. Néanmoins, la capacité de production annuelle devrait demeurer supérieure à la demande annuelle. L'excédent de capacité de production journalière est beaucoup moins important que la demande au cours d'une journée de pointe. La croissance prévue dans les exportations devrait rétrécir cet écart dans les deux prochaines années.

Perspectives dans l'établissement des prix

Compte tenu de l'excédent, les prix exigés des utilisateurs industriels canadiens devraient peu ou pas augmenter au cours des deux prochaines années.

Durant presque toute l'année 1988, les prix moyens du gaz canadien vendu sur les marchés intérieurs et américains ont été similaires. Les prix à l'exportation ne devraient pas, en moyenne, être très différents des prix intérieurs exigés à la frontière de l'Alberta. Toutefois, les prix sur le marché du disponible aux États-Unis ont

été très volatils et il se peut qu'à court terme, les prix à l'exportation soient parfois inférieurs aux prix intérieurs exigés pour un service comparable.

Les prix de gros exigés de la plupart des clients résidentiels et institutionnels des marchés de l'est du Canada ont été fixés à 2,20 le gigajoule à la frontière de l'Alberta, pour les deux prochaines années, en vertu d'ententes récentes entre WGML et les principales sociétés de distribution.

Capacité pipelinière et de stockage

Sauf dans le cas du réseau de Westcoast, tous les grands réseaux transportant le gaz au Canada et à l'extérieur fonctionnent actuellement à pleine capacité ou presque. En particulier, au cours des deux prochaines saisons froides, le réseau de NOVA en Alberta et le tronçon central du réseau de TCPL devraient fonctionner presque à pleine capacité. Par conséquent, à court terme, il y aura peu de possibilités d'augmenter les ventes sur les marchés de l'est du Canada ou du Nord-Est des États-Unis.

L'hiver 1987-1988 a été exceptionnellement doux et la demande résidentielle a été de 10 % inférieur à la demande normale. Si l'hiver 1988-1989 devait être plus froid, la demande résidentielle devrait être beaucoup plus élevée que celle de l'année précédente. On prévoit aussi une hausse de la demande industrielle pour l'an prochain. Dans ces circonstances, les interruptions du service interruptible pourraient être plus fréquentes que dans le passé parce que le gaz acheminé aux termes des contrats de service garanti accaparerait la totalité ou presque de la capacité du réseau de NOVA et du tronçon central de TCPL.

La réduction de la capacité disponible pour le service interruptible, jointe à la hausse de la demande d'exportation, se traduit par de nouvelles demandes de service garanti sur les réseaux de NOVA, TransGas et TCPL. Toutefois, les délais attribuables à la planification des projets et à l'obtention des autorisations nécessaires forceront les expéditeurs à attendre, jusqu'à deux ans avant d'obtenir de nouveaux services garantis.

Résumé

En résumé, d'après notre analyse, les besoins en gaz au Canada ont été convenablement satisfaits. La comparaison des prix intérieurs et à l'exportation indique qu'en moyenne, les Canadiens obtiennent du gaz à des prix qui ne sont pas en général supérieurs aux prix à l'exportation. Même si un certain nombre de questions doivent toujours être réglées en ce qui a trait à la tarification et aux contrats d'approvisionnement applicables aux utilisateurs du marché captif, il existe actuellement sur le marché une certaine souplesse qui, pour bon nombre, était impensable il y a quelques années.

Réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada

Même si les prix du gaz ne sont plus établis directement par les gouvernements, certains éléments de réglementation demeurent applicables dans tous les secteurs de l'industrie du gaz au Canada. La présente annexe comporte une brève analyse de la réglementation des provinces productrices sur la production et à la vente du gaz naturel, de la réglementation fédérale sur le transport interprovincial et international du gaz, de la réglementation provinciale sur la distribution du gaz naturel et, en dernier lieu, des modalités pour obtenir des licences fédérales d'importation ou d'exportation du gaz naturel. À titre d'introduction, la figure A.1 donne un bref aperçu de l'état actuel de la réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada.

Réglementation des provinces productrices sur la production et à la vente du gaz naturel

Le paragraphe 92(a) de la *Loi constitutionnelle de 1867* confère à chaque province le droit exclusif de faire des lois sur la mise en valeur, la conservation et la gestion du gaz naturel dans la province. Les provinces détiennent également le droit de faire des lois sur la vente du gaz naturel faite par une province à une autre partie du Canada, sous réserve qu'en vertu de telles lois, les prix établis ou l'approvisionnement ne soient pas discriminatoires.

Les trois provinces productrices exigent que les expéditeurs ou les producteurs obtiennent l'approbation de la province concernée avant d'acheminer du gaz à l'extérieur de cette province. En Alberta, la *Gas Resources Preservation Act* confère au gouvernement provincial le droit de refuser l'approbation d'un permis d'acheminement du gaz lorsque les modalités de vente, y compris le prix, ne sont pas dans les meilleurs intérêts de la province. Une condition pour obtenir l'accord du ministre est que la vente à un distributeur ne doit pas se substituer à la vente de gaz albertain faite en vertu de contrats de vente existants.[1]

En Colombie-Britannique, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières a le pouvoir, aux termes de la *Utilities Commission Act*, de délivrer les certificats d'acheminement du gaz. Ces certificats exigent, entre autres, que le gaz ne soit pas vendu à l'extérieur de la province à des prix inférieurs au prix exigé pour des services similaires dans une région de marché de la Colombie-Britannique adjacente au point d'exportation.

En Saskatchewan, les permis d'acheminement du gaz sont délivrés par le ministère de l'Énergie et des Mines. Contrairement à l'Alberta et à la C.-B., les permis d'acheminement du gaz sont délivrés aux producteurs, et non aux expéditeurs. Le producteur doit démontrer qu'il peut produire suffisamment de gaz pour respecter ses engagements contractuels. Le processus de délivrance des permis d'acheminement du gaz de la Saskatchewan prévoit également que les prix du gaz acheminé à l'extérieur de la province ne doivent pas être inférieurs à ceux exigés des clients provinciaux pour des ventes similaires, et que les permis d'acheminement ne soient pas délivrés si les ventes se subtituent à des ventes de la Saskatchewan faisant actuellement l'objet de contrats.

---

1. La politique sur les permis d'acheminement de gaz de l'Alberta est traitée plus en détail aux pages 19-20.

Figure A.1

ÉTAT ACTUEL DE LA RÉGLEMENTATION DE L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL AU CANADA

JURIDICTION	ACTIVITÉS	ÉTAT DE LA RÉGLEMENTATION
provinces productrices	production	redevances, réglementation sur les économies d'énergie
	collecte et traitement	approbation des installations (sécurité et environnement)
	transport intraprovincial	réglementation en fonction des plaintes reçues
	ventes extra-provinciales	permis d'acheminement et certificats
gouvernement fédéral	transport interprovincial et international	approbation des installations, droits et tarifs
	exportations et importations	licences et ordonnances
provinces consommatrices	distribution du gaz	droits et tarifs, approbation des installations, délivrance des licences aux SDL et aux courtiers
	utilisateur ultime	questions de dérivation (devant les tribunaux)
	contrats d'achat de gaz	surveillance/approbation des modalités

De plus, les trois provinces assurent une certaine sécurité d'approvisionnement en gaz à long terme aux utilisateurs provinciaux du "marché captif". En mars 1987, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCREA) a assoupli ses méthodes de calcul des excédents du gaz à des fins d'exportation; la protection antérieure, qui était de 25 ans de l'ensemble du marché de l'Alberta, a été remplacée par une protection de 15 ans des besoins du marché captif. On définissait les besoins du marché captif comme la somme des besoins résidentiaux, commerciaux et des petites industries.

En juillet 1987, le gourvernement de la Colombie-Britannique a adopté une méthode similaire à celle de l'Alberta.

En octobre 1987, le gouvernement de la Saskatchewan a levé les quotas d'exportation de la province, mais il a exigé que SPC (maintenant Provincial Gas Ltd.) maintienne une réserve de 15 années pour répondre aux besoins provinciaux. Cette exigence sera satisfaite grâce à des contrats négociés entre Provincial Gas Ltd. et les producteurs de la Saskatchewan.

Les gouvernements des provinces productrices réglementent également la production du gaz naturel afin d'assurer le respect de pratiques judicieuses en matière d'économie d'énergie. En Alberta, l'OCREA fixe des limites maximales de production journalière pour tous les puits de production. En Colombie-Britannique, ce rôle est rempli par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et, en Saskatchewan, par le ministère de l'Énergie et des Mines.

En Alberta, c'est l'OCREA qui est chargé d'approuver la construction de nouvelles installations de collecte, de traitement et de transport, tandis qu'en Saskatchewan, c'est le ministère de l'Énergie et des Mines qui remplit ce rôle. Toutefois, en Colombie-Britannique, les installations de collecte et de traitement font partie intégrante du réseau de Westcoast; par conséquent, la construction de toute nouvelle installation doit être approuvée par l'ONE. Dans tous les cas, un demandeur doit se conformer aux exigences des organismes de réglementation en ce qui a trait aux besoins en nouvelles installations et aux coûts de conception, et il doit tenir compte des questions liées à la sécurité, à l'environnement et de toute autre préoccupation d'intérêt public.

Les frais de collecte et de transport du réseau de NOVA en Alberta sont fixés par NOVA et assujettis à un examen par la Public Utilities Board de l'Alberta en fonction des plaintes reçues. Les taux de NOVA applicables au transport jusqu'à la frontière de l'Alberta sont établis d'après la méthode du "timbre-poste" et tous les expéditeurs versent le même taux, quelle que soit l'emplacement des gisements de gaz desquels ils tirent leurs approvisionnements.

En Colombie-Britannique, les taux applicables au transport du gaz par le réseau de Westcoast sont réglementés par l'ONE. En Saskatchewan, les taux applicables au transport du gaz par le réseau de TransGas sont actuellement établis par TransGas. Toutefois, prochainement, il se peut que le gouvernement de la province adopte un processus d'examen public.

Finalement, les trois provinces perçoivent des redevances sur la production du gaz et, même si les modalités varient, ces redevances correspondent essentiellement à un pourcentage du prix à la tête du puits reçu par le producteur.[1]

Réglementation fédérale sur le transport interprovincial et international du gaz

La Loi sur l'ONE confère à l'Office deux principales attributions dans le domaine du transport du gaz canadien:

i) la réglementation des droits et tarifs des gazoducs interprovinciaux et internationaux; et

ii) la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations pipelinières de gaz interprovinciales et internationales.[2]

À des fins de réglementation des droits et des tarifs, l'Office a divisé les sociétés qui exploitent des gazoducs relevant de sa compétence en deux groupes. Les sociétés du premier groupe font régulièrement l'objet d'une vérification par l'Office, et généralement, la modification de leurs droits exige la tenue d'une audience publique.[3] Les droits des sociétés du deuxième groupe sont réglementés en fonction des plaintes reçues.

Généralement, les questions soulevées au cours des audiences concernant les droits peuvent être divisées en trois catégories: les questions tarifaires (comprenant les modalités d'accès), les questions relatives à la conception des droits et les questions relatives au coût du service. Suite à l'introduction des ventes directes sur le marché du gaz naturel au Canada, les modalités d'accès sont devenues une question primordiale pour les expéditeurs de gaz. Par conséquent, elles ont soulevé beaucoup d'attention au cours de récentes audiences concernant les droits.[4] Les questions relatives à la conception des droits traitent des types de service qui seront offerts et des frais respectifs applicables à ces services.

Quant aux questions relatives au coût du service, il s'agit d'un examen de l'ensemble des coûts de service pipeliniers. L'Office établit, d'après la preuve présentée, la totalité des coûts pipeliniers justes, et fixe un objectif quant au taux de rendement annuel lié aux activités réglementées de la société.

En vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONE, l'Office est chargé d'approuver la construction et l'exploitation des installations pipelinières proposées. Normalement, l'Office approuve, sans audience publique, les additions ou modifications mineures aux réseaux pipeliniers existants (installations telles que réservoirs, pompes, compresseurs et stations de comptage, et les tronçons pipeliniers de moins de 40 kilomètres de lon-

1. Le système de redevances en Alberta est traité plus en détail à la page 19.
2. Un gazoduc international est un gazoduc qui croise la frontière entre le Canada et les États-Unis. Le tronçon canadien d'un tel gazoduc relève de la compétence de l'Office.
3. À l'heure actuelle, seulement quatre sociétés exploitant des gazoducs forment le premier groupe de sociétés. Il s'agit de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Foothills), Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM), TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et Westcoast Energy Inc. (Westcoast). Même si la société Alberta Natural Gas Company Ltd. est considérée comme faisant partie du premier groupe, ses droits font actuellement l'objet d'une réglementation en fonction des plaintes reçues.
4. Certaines décisions rendues par l'Office au sujet des modalités d'accès au réseau de TCPL sont traitées plus amplement aux pages 24-27.

gueur). L'étude de la construction de nouvelles installations importantes nécessite la tenue d'une audience publique par l'Office.

Les audiences publiques tenues pour l'examen des projets de construction de nouvelles installations peuvent porter sur diverses questions. Normalement, le demandeur doit faire la preuve de la nécessité des nouvelles installations, de la pertinence de leur conception afin de réaliser les objectifs désirés et du caractère raisonnable des coûts. De plus, le demandeur doit indiquer qu'il tiendra compte des préoccupations relatives à la sécurité et à l'environnement soulevées par l'Office ou par tout intervenant en ce qui a trait aux installations proposées. En dernier lieu, le demandeur doit montrer qu'il tiendra compte de façon satisfaisante des préoccupations socio-économiques et de toutes les autres questions d'intérêt public soulevées par la demande.

Si l'Office juge que toutes les questions susmentionnées ont été prises en compte convenablement par le demandeur, il peut délivrer un certificat autorisant les installations visées par la demande, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Office peut alors tenir une audience concernant le tracé détaillé au cours de laquelle les propriétaires fonciers touchés par le projet pourront présenter leurs vues devant l'Office avant qu'un tracé détaillé définitif ne soit approuvé.

L'Office doit également veiller à ce que les gazoducs sont exploités conformément aux intérêts publics. Afin de vérifier si l'exploitation des gazoducs est sécuritaire et efficace, l'Office élabore des programmes d'inspection et fait des vérifications de l'exploitation des réseaux pipeliniers. De plus, l'Office vérifie les procédures d'exploitation et d'entretien des gazoducs afin de voir à ce que des mesures de protection de l'environnement appropriées soient suivies de façon permanente. En dernier lieu, l'Office peut surveiller tout plan d'action socio-économique auquel une pipelinière s'est engagée à suivre au moment où l'Office a approuvé la construction des nouvelles installations.

Réglementation des gouvernements provinciaux sur le transport du gaz naturel

Les gouvernements provinciaux, notamment les gouvernements des provinces productrices, réglementent le transport et la vente du gaz naturel dans leur juridiction. Chaque province a élaboré ses propres mécanismes de réglementation mais, dans la plupart des cas, la réglementation est effectuée par l'intermédiaire d'un organisme de réglementation quasi-judiciaire. Les principales activités de réglementation sont semblables aux responsabilités de réglementation de l'ONE ayant trait aux pipelines interprovinciaux et internationaux en ce sens que les provinces approuvent les taux exigés des utilisateurs ultimes par les sociétés de distribution locale et elles réglementent la construction et l'exploitation des installations de gaz relevant de leur compétence. De plus, les provinces sont chargées d'accorder des franchises aux sociétés de distribution locale et de délivrer des licences aux courtiers en gaz.

Généralement, les questions ayant trait aux taux exigés par les sociétés de distribution locale et soulevées au cours des audiences publiques peuvent être réparties en quatre parties: questions tarifaires, questions relatives à la conception des droits, questions relatives au coût du service (y compris l'approbation des coûts d'achat du

gaz) et questions relatives à la répartition des coûts selon différentes catégories de clients.

Les modalités d'accès sont incluses dans les questions tarifaires. Depuis l'introduction des ventes directes sur les marchés interprovinciaux, toutes les provinces consommatrices de gaz ont adopté des lois exigeant que les distributeurs transportent le gaz pour des tiers. Toutefois, les modalités d'accès spécifiques ne sont pas uniformes dans toutes les provinces.

Parmi les questions de conception des droits figurent, entre autres, la question de savoir s'il y aurait lieu d'imposer des taux séparés pour les services de stockage, d'équilibrage de l'offre et d'appoint assurés aux utilisateurs ultimes par les distributeurs, ou s'il y aurait lieu de réunir tous ces frais en un seul taux.

Récemment, les questions relatives au coût du service ont porté sur l'approbation des coûts d'achat applicables aux distributeurs. Avant le 1er novembre 1985, les prix du gaz vendu à l'échelle interprovinciale étaient réglementés, et les distributeurs disposaient de peu de latitude dans leurs stratégies d'achat de gaz. Depuis l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz naturel de 1985, les distributeurs sont libres de négocier avec les producteurs des prix applicables à tous leurs achats additionnels de gaz et aux volumes visés par leurs contrats de vente à long terme. Toutefois, les distributeurs ont soutenu qu'ils n'ont pu substituer leurs obligations de vente existantes auprès de WGML avec d'autres sources d'approvisionnement (se reporter à la discussion aux pages 26-27).

La répartition des coûts de transport d'une société parmi différentes catégories de clients constitue souvent une question traitée au cours d'audiences provinciales portant sur les taux, car c'est à partir de cette répartition que sont établis les taux relatifs exigibles des utilisateurs ultimes des secteurs résidentiel, commercial et industriel. Récemment, en Ontario, une nouvelle répartition des coûts de transport des distributeurs a permis de transférer ces coûts du secteur industriel aux secteurs commercial et résidentiel. Cette nouvelle répartition visait à éliminer l'interfinancement des utilisateurs ultimes des secteurs commercial et résidentiel par des utilisateurs du secteur industriel. Ce qui est plus important encore, par suite des résultats des négociations sur les prix du gaz applicables aux volumes faisant l'objet de contrats de vente à long terme, les coûts d'achat du gaz exigés du secteur industriel ont diminué plus rapidement que ceux exigés des secteurs commercial et résidentiel. Par conséquent, l'approbation des coûts d'achat du gaz et la répartition de ces coûts sont devenues des sujets de controverse au cours des audiences provinciales concernant les taux.[1]

Quant à déterminer de qui relève la compétence des installations, les provinces ont adopté des procédures d'approbation qui sont pratiquement les mêmes que celles adoptées par l'ONE au niveau national. Les sociétés de distribution qui désirent construire de nouvelles installations doivent se conformer aux exigences des organismes de réglementation quant à la nécessité de ces installations, au coût et à la pertinence de

1. Des décisions provinciales récentes concernant des questions de droits et de tarifs sont traitées plus en détail aux pages 27-32.

leur conception, et elles doivent tenir compte de façon satisfaisante des préoccupations liées à la sécurité et à l'environnement.[1]

Licences fédérales d'importation et d'exportation de gaz

L'Office délivre les licences et les ordonnances d'importation de gaz naturel. Jusqu'à maintenant, toutes les demandes visant de telles licences ou ordonnances n'ont pas soulevées de controverse et ont été autorisées sans audience publique.

Les procédures de l'ONE ayant trait à la délivrance de licences d'exportation à long terme du gaz ont été décrites dans l'introduction. Les demandes visant des exportations d'une durée inférieure à deux ans sont approuvées par des ordonnances délivrées par l'Office et ne nécessitent pas d'audiences publiques.

La politique fédérale sur les prix à l'exportation du gaz naturel a varié au fil des années. Avant 1975, les prix à l'exportation étaient établis par voie de négociations entre les acheteurs et les vendeurs, même s'ils devaient être approuvés par l'ONE. De 1975 à 1984, les prix à l'exportation étaient directement fixés par le gouvernement fédéral. En novembre 1984, le gouvernement fédéral a révisé sa politique de tarification et autorise l'exportation du gaz à des prix établis par voie de négociations sous réserve de l'application de certains critères, dont le plus important était que le prix à l'exportation ne soit pas inférieur au prix de gros du gaz naturel exigé au point de livraison de Toronto pour un service assuré selon des modalités semblables.[2]

Jusqu'au 31 octobre 1986, l'Office était chargé d'approuver au préalable les modalités de prix des contrats d'exportation de gaz. Toutefois, les parties signataires de l'Entente sur le gaz naturel ont reconnu que dans un régime axé sur les conditions du marché, les prix doivent varier en fonction des conditions du marché, et qu'un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs se traduirait vraisemblablement par une multitude de prix en tout temps. Elles ont convenu que l'approbation préalable des prix à l'exportation ne conviendrait pas à un tel milieu et, à compter du 1er novembre 1986, le processus d'approbation préalable de l'Office a été remplacé par un processus de surveillance exercée après coup par un comité mixte fédéral-provincial.[3]

---

1. Depuis la conclusion de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*, une question intéressante a été de savoir s'il y avait lieu d'autoriser les utilisateurs ultimes à construire des installations qui les raccorderaient directement à TCPL, ce qui leur permettrait de passer outre aux sociétés de distribution locale.
2. En octobre 1985, le prix plancher à Toronto a été remplacé par un système de prix planchers régionaux.
3. Les rapports récents de ce comité font l'objet d'une étude aux pages 34-38.

Annexe B

Principaux pipelines américains directement raccordés aux pipelines canadiens

société	libre-accès	part en % des exportations canadiennes[1]
PGT	non	42
Northern Border	oui	25
Great Lakes	non	13
Northwest	oui	11
Midwestern	non	5
Tennessee	oui	3
Montana Power	non	1
Panhandle Eastern PipeLine Co.	oui	*

Principaux pipelines américains raccordés indirectement aux pipelines canadiens

société	libre-accès	part en %[2]
Natural Gas Pipeline of America	oui	6
ANR Pipeline Co.	oui	5
Texas Eastern Trans. Corp.	non	4
Trancontinental Gas Pipe Line	oui	4
Northern Natural Gas Co.	oui	4
Texas Gas Transmission Corp.	oui	4
El Paso Natural Gas	non	4
Southern California Gas	non	3
Columbia Gas Trans.	oui	3
United Gas Pipeline Company	oui	2
Trunkline Gas Co.	oui	2
Colorado Interstate Gas Co.	oui	2
Southern Natural Gas Co.	oui	1
Transwestern Pipeline Co.	oui	1
Williams Natural Gas Co.	oui	1
Consolidated Gas	oui	1

* Moins de 1 %
1. Données établies d'après le débit des volumes du 1er novembre 1987 au 31 août 1988.
2. Données établies d'après le volume total de gaz transporté en 1987.

GLOSSAIRE

Achat-vente (Buy/sell)

En vertu d'un contrat d'achat-vente, l'utilisateur ultime achète ses propres fournitures de gaz et s'occupe de les faire transporter, en général jusqu'au point de livraison du distributeur. Le distributeur achète le gaz et l'ajoute à ses fournitures; il le vend ensuite à l'utilisateur ultime qui est son client, à un prix fixé dans le barème approprié.

Additions aux réserves (Reserves Additions)

Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements et de la valorisation des réserves.

Autosubstitution (Self-displacement)

Achat de gaz effectué par une SDL afin de substituer du gaz qui, autrement, serait obtenu en vertu de ses contrats passés avec TCPL.

Capacité d'utilisation d'un combustible de remplacement (Fuel Switching Capability)

Capacité qu'a un client de passer d'un type de combustible à un autre.

Capacité de production (Productive Capacity)

Le taux estimatif de production de gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forages intercalaires et(ou) d'installations additionnelles de production, de l'existence d'installations de collecte, de traitement et de transport, et des pertes éventuelles attribuables aux pannes mécaniques.

Clause de prise obligatoire (Take-or-pay Provision)

Clause ou disposition d'un contrat exigeant que le gaz faisant l'objet d'un contrat, mais qui n'a pas été pris, soit payé. Dans des rapports antérieurs de l'Office, cette clause a reçu divers noms: obligations forfaitaires, obligations de prise ferme, "à prendre ou à payer".

Client du service interruptible (Interruptible Customer)

Client dont le service de gaz peut être interrompu en raison d'un manque de capacité ou d'approvisionnement, au choix de la pipelinière ou de la SDL.

Courtier (Broker)	Un courtier en gaz est une entité autre que la SDL, mettant en contact les acheteurs et les vendeurs de gaz, et pouvant ou non détenir le gaz. Ainsi, il agit à titre de mandataire ou de consultant.
Demande de pointe (Peak Demand)	Volume maximal de gaz demandé par un client ou une SDL au cours d'une courte période, habituellement une journée.
Dérivation (Bypass)	La dérivation signifie qu'on évite totalement le réseau de la SDL dans le transport du gaz.
Economic Regulatory Administration (ERA) des États-Unis	L'ERA, sous la direction du Secrétaire de l'Énergie, est chargée d'approuver les exportations et les importations de gaz aux États-Unis.
Équilibrage de l'offre (Load Balancing)	Équilibrage de l'offre pour satisfaire à la demande en utilisant le gaz stocké et d'autres sources d'approvisionnement de pointe, en interrompant les ventes du service interruptible et en créant une diversion d'un point de livraison à un autre.
Facteur de charge (Load Factor)	Rapport entre la charge moyenne au cours d'une période déterminée et la charge maximale contractuelle, exprimé en pourcentage.
Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis	La FERC est chargée de réglementer tout le commerce du gaz entre les États américains. Elle réglemente les droits et les tarifs des pipelinières interétatiques, approuve la construction des nouvelles installations et il établit les prix d'une partie du gaz américain faisant toujours l'objet d'une surveillance.
Forage intercalaire (Infill Drilling)	Forage de puits additionnels dans les limites définies d'un gisement de gaz naturel ou de pétrole.
Frais liés à la demande (Demand Charge)	Frais fixes, habituellement mensuels, que doit verser un acheteur de gaz en vertu d'un contrat de vente. Ils peuvent comprendre une partie ou la totalité des frais fixes du vendeur, et ils sont payables quels que soient

	les volumes réellement pris.
Frais liés au produit (Commodity Charge)	Frais payables par un acheteur de gaz, indiqués au contrat, pour chaque unité de gaz acheté. Les frais unitaires correspondent généralement à la composante du produit compris dans les droits pipeliniers applicables et au coût du gaz; ils peuvent inclure une partie des frais fixes du vendeur.
Libre-accès (Open Access)	Accès non discriminatoire aux services de transport.
Marché captif (Core Market)	En général, la partie du marché du gaz qui ne peut passer d'un combustible à un autre; il s'agit surtout des utilisateurs des secteurs résidentiels, commerciaux et des petites industries.
Mazout lourd (Heavy Fuel Oil)	Dans ce rapport, le terme mazout lourd comprend le mazout de soute des catégories n^{os} 5 et 6 et le mazout industriel n^{o} 4.
Pertes en cours de retraitement (Reprocessing Shrinkage)	Volume de gaz naturel pris à même les principales canalisations de transport de gaz, aux usines de chevauchement, puis transformé en LGN et exprimé, soit en volume, soit en unité énergétique.
Producteur hors-réseau (Non-system Producer)	Producteur de gaz autre que celui qui détient un contrat d'approvisionnement d'une pipelinière.
Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels (PCMC) (Competitive Marketing Program) (CMP)	Mécanisme en vertu duquel WGML a accordé des rabais spécifiques aux utilisateurs ultimes individuels de gaz. Généralement, le distributeur vend à l'utilisateur ultime à des prix établis d'après le barème approuvé de vente. Le distributeur informe la pipelinière des volumes vendus chaque mois. La pipelinière accorde au distributeur le rabais convenu pour les volumes du mois précédent, et le distributeur transfère ce rabais à l'utilisateur ultime. (WGML a remplacé le PMCM par la revente du gaz du réseau en janvier 1988).
Provinces consommatrices (Consuming Provinces)	Provinces canadiennes qui consomment plus de gaz naturel qu'elles n'en produisent - le Manitoba, l'Ontario et le Québec.

Provinces productrices (Producing Provinces)	Provinces canadiennes qui produisent, annuellement, plus de de gaz naturel qu'elles n'en consomment - l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan.
Ratio réserves-production (Reserves to Production Ratio)	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Réserves établies (Established Reserves)	Réserves récupérables compte tenu la technologie courante et des conditions économiques actuelles et prévues, et dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation, et réserves récupérables contiguës dont l'existence est établie avec un degré raisonnable de certitude à partir de l'interprétation et de l'évaluation de données géologiques, géophysiques ou autres informations pertinentes.
Réserves établies initiales (Initial Established Reserves)	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves établies restantes (Remaining Established Reserves)	Réserves établies initiales, moins la production cumulative.
Réserves hors de portée économique (Beyond Economic Reach Reserves)	Réserves établies qui, en raison de leur taille, de leur emplacement ou de leur composition, ne sont pas jugées économiquement viables pour le moment.
Reventes du gaz du réseau (RGR) (System Gas Resales) (SRG)	Une sorte de contrat d'achat et de vente en vertu duquel l'utilisateur ultime achète à rabais du gaz de WGML immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta; il le revend ensuite à TCPL à la frontière de l'Alberta, au coût moyen du gaz du distributeur. Le distributeur vend ensuite le gaz aux utilisateurs ultimes à un prix établi d'après le barème normal des taux.
SDL (LDC)	Société de distribution locale.
Service d'appoint (Back-Stopping)	Service en vertu duquel des approvisionnements d'appoint sont fournies lorsque le gaz d'un client n'a pas été livré à un distributeur.

Service garanti (Firm Service)	Service d'approvisionnement continu en gaz, assuré à un prix relativement élevé, sans interruption, à moins de circonstances extraordinaires.
Service-T interruptible (Interruptible T-Service)	Service interruptible de transport de gaz assuré en vertu d'un contrat visant du gaz qui n'appartient pas à la pipelinière. L'interruption est faite au choix de la pipelinière ou du distributeur.
Taux regroupé (Bundled Rate)	Frais uniques qui couvrent un certain nombre de services assurés par une pipelinière ou par un distributeur. Exemples de services: ventes de gaz, transport, stockage et équilibrage de l'offre.
Taux séparé (Unbundled Rate)	Taux exigé pour un service individuel et distinct, offert par une pipelinière ou un distributeur.
Vente directe ou achat direct (Direct Sale or Direct Purchase)	Contrat d'achat de gaz naturel passé directement entre le producteur ou le courtier et l'utilisateur ultime, dont les prix sont établis par voie de négociations.
Ventes du gaz du réseau (System Gas Sales)	Gaz vendu par une pipelinière ou ses sociétés affiliées, par exemple le ventes de WGML.
Volumes de la demande opérationnelle (Operating Demand Volumes)	Volumes spécifiés dans les contrats liés à la demande contractuelle, passés entre un distributeur et une pipelinière, moins les volumes jugés substitués par les ventes directes, tels que déterminés en vertu des règles de l'ONE visant à définir les volumes substitués.
Volume substitué (Displacement Volume)	Un volume acheté directement est un volume substitué lorsque, advenant le fait qu'il n'y ait pas d'achat direct, la SDL peut assurer le service garanti sans avoir à passer elle-même un contrat pour les volumes additionnels afin de satisfaire à la demande.

Annexe D

Notes additionnelles au bas des figures

Figure 2.4 Capacité de production et demande combinées du Canada et des États-Unis

1. La figure indique la capacité de production et la consommation totales, par année, au Canada et aux États-Unis.

2. La capacité de production des États-Unis est évaluée d'après les données établies par l'American Gas Association (AGA) dans Planning and Analysis, Issues, en date du 13 juillet 1987. La capacité de production canadienne est établie d'après les données du personnel de l'Office. La capacité de production totale a été obtenue par l'addition des données pour le Canada et les États-Unis. Comme les méthodes d'établissement des données sur la capacité de production de l'Office ne sont pas les mêmes que celles de l'AGA, le total combiné n'est qu'une approximation seulement.

3. La demande est établie d'après la consommation réelle de gaz.

Figure 3.1 Prix au gisement en Alberta

1. Il s'agit des données tirées du Canadian Natural Gas Focus, vol. 2, n° 3, septembre 1988, publié par Brent Friedenberg Associates Ltd., Calgary, Alberta; tableau 1, page 11.

2. Ces données représentent les prix mensuels moyens au gisement versés aux producteurs du réseau par WGML, avant déduction des frais financiers TOPGAS applicables. Même si une partie des ventes de WGML sont exportées, la plupart constituent des ventes intérieures; par conséquent, les données représentent les ventes de gaz du réseau sur les marchés interprovinciaux.

3. Les données relatives aux prix des ventes directes sont établies d'après un relevé des expéditeurs directs. Ces prix sont indicatifs des prix des contrats de service garanti relatifs aux ventes directes à court terme sur les marchés albertain et interprovinciaux.

Figure 3.3 Prix moyens intérieurs et à l'exportation à la frontière de l'Alberta

1. Il s'agit des données tirées du Rapport sur les prix du gaz naturel, rapports n^{os} 1, 2 et 3 publiés par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada. Toutes les données sont établies d'après les prix moyens mensuels pondérés en fonction du volume.

2. Généralement, les ventes du service garanti sont des ventes à long terme faites en vertu de contrats d'une durée de quinze ans.

3. Les ventes du service interruptible correspondent aux ventes de gaz acheminé aux termes des contrats de service interruptible et dont le prix est habituellement fixé d'après les prix mensuels sur le marché du disponible.

Figure 3.4 Prix moyens intérieurs et à l'exportation à la frontière de la Colombie-Britannique

1. Il s'agit des données tirées du Rapport sur les prix du gaz naturel, rapports nos 1, 2 et 3 publiés par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada. Toutes les données sont établies d'après les prix moyens mensuels pondérés en fonction du volume.

2. Les ventes du service interruptible correspondent aux ventes de gaz acheminé aux termes des contrats de service interruptible et dont le prix est habituellement fixé d'après les prix mensuels sur le marché du disponible.

Figure 5.1 Grands réseaux de gazoducs

1. La capacité pipelinière annuelle est établie par le personnel de l'Office d'après les renseignements produits dans les demandes visant des installations et d'après les rapports sur les débits déposés auprès de l'Office. Pour évaluer la capacité pipelinière, un grand nombre de facteurs sont pris en compte, notamment les écarts entre la capacité saisonnière et la capacité d'un jour de pointe. Les capacités annuelles ne sont indiquées qu'à titre d'illustration.

Figures 5.2, 5.3, 5.4 Utilisation de la capacité pipelinière

1. Le taux d'utilisation de la capacité pipelinière est établi d'après les moyennes annuelles. Toutefois, les débits mensuels varient grandement et les moyennes annuelles n'indiquent pas si le gazoduc fonctionne à pleine capacité ou presque durant les mois hivernaux de pointe.

2. Les niveaux de capacité pipelinière sont établis d'après les estimations du personnel de l'Office.

3. Les débits de 1979 à 1987 sont réels. Les débits indiqués pour 1988 et 1989 sont les prévisions du personnel de l'Office.